

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET
POPULAIRE**

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université M'hamed Bougara Boumerdes



Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de Master

Département : Génie des procédés

Filière : Génie des procédés

Option : Génie Chimique

Intitulé du Sujet :

**Contribution à la détermination des propriétés des fractions
Pétrolières par des méthodes expérimentales et corrélatives**

Réaliser par : BOUKHEDIMI Nabila

BOUKHEDIMI Lynda

Soutenue le : 22 /07/2019

Membre de jury :

AKSAS	M.C.A	PRESIDENT	UMBB
BENDOU	M.A.A	EXAMINATRICE	UMBB
Ben Bouabdallah	M.C. B	PROMOTRICE	UMBB

Années universitaires :2018/2019

Remerciements

Avant tout, Nous rendons grâce tout d'abord Dieu le Tout puissant de nous avoir donné la bonne santé, la volonté et les moyens accomplir ce travail.

Nous remercions à notre encadreur Mme. Boufadene et à notre à promotrice, Madame Ben. Bouabdallah Amina pour sa patience à notre égard.

Un grand merci à tous les corps enseignants département Génie des procédés et tout le staff des enseignants.

Nos remerciments vont également à toute l'équipe de centre des recherches et développement de Boumerdès "Département Gisement, Raffinage" "Mr Halouane Housseme Eddine, Mme Samia, Mr Sofiane qui nous aide a notre recherche au sein de leur établissement CRD.

Nos plus vifs remerciments vont aux membres du jury qui ont accepté de lire et juger notre travail.

A tous les personne qui contribuée de près ou de loin, ont contribué à l'élaboration de ce mémoire.

Dédicace

Je remercie tout d'abord le bon Dieu de m'avoir donné le courage et la patience pour accomplir ce travail.

Je dédie ce travail de fin d'étude à :

A Mes chers parents, ma mère et mon père, pour leur patience, leur amour, leurs encouragements

A mes frères Samir, Ferhat, Rabie, Nabil.

A Mes chères sœurs Samira et Farida, leur maries Hocine et Mohamed, et leur enfants.

A tous les membres de ma grand Famille

Mon cher binôme Lynda qui a été toujours à mes côtés, pour son soutien moral, sa patience et ses compréhensions tout au long de ce projet.

Mes chères amies, Kahina, Cherifa,

Pour leurs encouragements durant ce travail.

A Tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

A tous ceux que j'aime.

Nabila

Dédicace

Je remercie tout d'abord le bon Dieu de m'avoir donné le courage et la patience pour accomplir ce travail.

Je dédie ce travail de fin d'étude à :

A Mes chers parents, ma mère et mon père, pour leur patience, leur amour, leurs encouragements

A mes frères Mohamed et Hassen.

A Mes chères sœurs Karima et Mounia.

A tous les membres de ma grand Famille.

Mon cher binôme Nabila qui a été toujours à mes côtés, pour son soutien moral, sa patience et ses compréhensions tout au long de ce projet.

Mes chères amies, Ratiba et Donia.

Pour leurs encouragements durant ce travail.

Tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

A tous ceux que j'aime.

Lynda

Liste des abréviations

AFNOR : Association Française de Normalisations.

API: American Petroleum Institute.

ASTM: American Society for Testing and Materials.

TBP : True Boiling Point.

INAP : Institut National de la propriété Industrielle.

d_4^{20} : Densité à 20°C par rapport à l'état standard de l'eau à 4°C.

BSW: Basic Sediment and water.

Sp Gr : Specific Gravity.

T_{eb} : Température d'ébullition.

UOP : Universal Oil Product.

Kuop : Facteur de caractérisation.

TVR : Tension de Vapeur Reid.

CPG : Chromatographie de Phase Gazeuse.

GPL : Gaz de pétrole liquéfié.

DSV : Distillat sous vide.

RSV : Résidu sous vide.

% Pds : Pourcentage en Poids (massique).

% Vol : Pourcentage volumique.

PCS : Pouvoir Calorifique Supérieure.

Ppm : Partie par million.

cSt : Centistokes.

Liste des figures

Figure I.1: Les composés du pétrole brut.....	6
Figure II.1 : Schéma de la distillation TBP	15
Figure II.2 : Schéma de la distillation ASTM D86.....	16
Figure II.3: Découpage des pétroles bruts	18
Figure II.4: Schéma de principe d'un chromatographe en phase gazeuse à détecter par ionisation de flamme(FID).....	20
Figure IV.1: Shéma de viscosimètre CANONE FENSKE	29
Figure IV.2 : Courbe de distillation ASTM du pétrole brut	33
Figure IV.3 : La courbe de distillation TBP	36
Figure IV.4: Les coupes larges du brut.	39
Figure IV.5 : Histogramme de la coupe GPL.....	40
Figure IV.6 : Courbe de distillation ASTM de la coupe Essence légère.	43
Figure IV.7 : Courbe de distillation ASTM de la coupe Essence lourde.....	43
Figure IV.8: Courbe de distillation ASTM de la coupe Essence total.	44
Figure IV.9: Courbe de distillation ASTM de la coupe Kérosène.	47
Figure IV.10 : Courbe de distillation ASTM de la coupe Gasoil léger.....	50
Figure IV.11 : Courbe de distillation ASTM de la coupe Gasoil moyen.	50
Figure IV.12 : Courbe de distillation ASTM de la coupe Gasoil total.....	51
Figure IV.13 : Courbe de distillation ASTM de la coupe Gasoil lourd	51
Figure IV.14 : Courbe de distillation ASTM résidu 380 ⁺	54
Figure V.1 : Histogramme des écarts entre les corrélations et l'expérience pour l'estimation la densité des fractions pétrolières.....	56
Figure V.2: Histogramme des écarts entre les corrélations et l'expérience pour al'estimation de la masse moléculaire des fractions pétrolières.	58
Figure V3: Histogramme des écarts entre les corrélations et l'expérience pour l'estimation de point d'éclair de Kérosène.....	59
FigureV.4: Histogramme des écarts entre la corrélation et l'expérience pour l'estimation la viscosité cinématique à 20°C des fractions pétrolières.	60

FigureV.5: Histogramme me des écarts entre la corrélation et l'expérience pour l'estimation la viscosité à 37,8°C des fractions pétrolières.....	61
FigureV.6: Histogramme des écarts entre les corrélations et l'expérience pour l'estimation de la viscosité à 50°C des fractions pétrolières.....	62
FigureV.7: Histogramme des écarts entre les corrélations et l'expérience pour l'estimation de la viscosité à 70°C.	63
FigureV.8: Histogramme des écarts entre les corrélations et l'expérience pour l'estimation de la viscosité à 98,9°C de gas-oil	64
FigureV.9: Histogramme des écarts entre les corrélations et l'expérience pour l'estimation de l'indice de réfraction des fractions pétrolière.	66
FigureV.10: Histogramme des écarts entre les corrélations et l'expérience pour l'estimation de point d'aniline des fractions pétrolières.....	68

Liste des tableaux

Tableau I.1. Les pourcentages massiques des différents éléments présents dans les pétroles bruts	3
Tableau II.1. Valeurs de la constante K.....	9
Tableau II.2 : Quelques caractéristiques des coupes pétrolières.	17
Tableau IV.1. Propriétés physico-chimiques du pétrole brut.	31
Tableau IV.2 Résultats d'analyse de la distillation ASTM du pétrole brut	33
Tableau IV.3 : Bilan de valorisation des coupes larges du pétrole brut.	38
Tableau IV.4 : Résultat d'analyses des légers C ₅ par chromatographie en phase gazeuse.	40
Tableau IV.5 : caractéristiques physico-chimiques des coupes Essence	41
Tableau IV.6. Résultats de la distillation ASTM des coupes Essence.....	42
Tableau IV.7 : Caractéristiques physico –chimiques de la coupe Kérosène.	45
Tableau IV.8 : Résultats d'analyse de la distillation ASTM de la coupe Kérosène.	46
Tableau IV.9 : Caractérisation physico –chimique des coupes Gasoil.....	47
Tableau IV.10 : Résultat de la distillation ASTM des coupes Gasoil.	49
Tableau IV.11 : Caractérisation physico –chimique des résidus	51
Tableau IV.12 : Résultats de la distillation sous pression réduite de Résidu 380 ⁺	53
Tableau V.1 : Les résultats corrélatifs et expérimentaux de la densité des fractions pétrolières.	55
Tableau V.2 : Les résultats corrélatifs et expérimentaux de la densité des fractions pétrolières.	57
Tableau V.3 : Les valeurs corrélatives et expérimentales de point d'éclair de Kérosène.	59
Tableau V.4 : Les résultats corrélatifs et expérimentaux de la viscosité à 20°C des fractions pétrolières.	59
Tableau V.5 : Les résultats corrélatifs et expérimentaux de la viscosité à 37,8°C.	61
Tableau V.6 : Les résultats corrélatifs et expérimentaux de la viscosité à 50°C.	62
Tableau V.7 : Les résultats corrélatifs et expérimentaux de la viscosité à 70°C de Gas-oil. ..	63
Tableau V.8 : Les résultats corrélatifs et expérimentaux de la viscosité à 98,9°C de Gas-oil.	64

Tableau V.9 : Les résultats corrélatifs et expérimentaux de l'indice de réfraction des fractions pétrolières	65
Tableau V.10 : Les résultats corrélatifs et expérimentaux de point d'aniline des fractions pétrolières	67

Sommaire

Chapitre I : Généralité sur le pétrole brut.

Introduction générale.....	1
I.1.Introduction.....	2
I.2.Origine du pétrole	2
I.2.1.Origine minérale.....	3
I.2.2.Origine organique.....	3
I.3.Composition de pétrole brut.....	3
I.3.1.Composés pur	4
I.3.2.Composés organiques hétéro atomiques	4
I.3.3.Composés organométallique	5
I.3.4.Composé chimiquement mal définis	5
I.4.Classification des bruts	6
I.4.1.Classification selon la densité	6
I.4.2.Classification selon le facteur de caractérisation KUOP.....	7
I.4.3.Classification selon la teneur en soufre	7
I.4.4.Classification selon sa provenance.....	7

Chapitre II : Analyse préliminaire de pétrole brut.

II.1.Introduction	8
II.2.Caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut.....	8
II.2.1.La Densité	8
II.2.2.Masse molaire	9
II.2.3.Tension de vapeur Reid	10
II.2.4.Point d'éclair	10
II.2.5.Point de trouble, point d'écoulement et point de congélation	10
II.2.6.La teneur en soufre.....	11
II.2.7.Teneur en métaux.....	11
II.2.8.Viscosité.....	11

II.2.9. Facteur de caractérisation Kuop.....	12
II.2.10.Teneur en asphaltènes	12
II .2.11.Indice de réfraction	12
II .2.12.Indice de cétane.....	12
II.2.13. Point d'aniline	12
II.3.Distillation des pétroles bruts	13
II.3.1.Introduction.....	13
II.3.2.Distillation TBP	13
II.3.3.Distillation D86 :(Distillation analytique)	15
II.3.4.Distillation à haut point d'ébullition	16
II.4.Découpage des pétroles bruts	17
II.4.1.Gaz de pétrole liquéfié (GPL).....	17
II.4.2.Essence.....	17
II.4.3.Kérosène	18
II.4.4.Gazoil.....	18
II.4.5.Résidu	18
II.5.Caractérisation des pétroles et des coupes pétrolières par les méthodes physique d'analyse	19
II.5.1.Caractérisation par chromatographique	19
Chapitre III : Evaluation des propriétés physico-chimiques des fractions pétrolières	
III.1.Introduction	22
III.2.Corrélation disponibles dans la littérature.....	22
III.2.1 Densité.....	22
III.2.2.Masse moléculaire	23
III.2.3.Point d'éclair.....	24
III.2.4.Viscosité cinématique.....	25
III.2.5.Indice de réfraction	26
III.2.6.Point d'aniline.....	27
III.3.Conclusion	27

Chapitre IV : Essais expérimentaux et résultats d'analyse

IV.1.Introduction.....	28
IV.2.Caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut et des fractions pétrolières	28
IV.2.1 Densité	28
IV.2.2 Masse moléculaire.....	28
IV.2.3 point d'éclair	29
IV.2.4 Viscosité.....	29
IV.2.5.Indice de réfraction	30
IV.2.6.Point d'aniline	30
IV.2.7.Facteur de caractérisation Kuop.....	30
IV.3.Résultats de la valorisation du pétrole brut et ses fractions pétrolières	31
IV.3.1.Caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut	31
IV.3.2.Distillation ASTM du Pétrole brut.....	32
IV.3.3.Distillation TBP	34
IV.3.4. Bilan de valorisation des coupes larges	37
IV.3.5.Analyse des légers C ₅ ⁻	40
IV.3.6.Characterisation physico-chimique des coupes Essence	41
IV.3.7.Dstillation ASTM des coupes Essence	42
IV.3.8.Characterisation physico-chimique de la coupe Kérosène	44
IV.3.9.Distillation ASTM de la coupe Kérosène	46
IV.3.10.Characteristiques physico – chimiques des coupes Gasoil	48
IV.3.11.Distillation ASTM Des coupes Gasoil.....	49
IV.3.12.Characterisation physico –chimique des résidus	51
IV.3.13.Distillation sous pression réduite de Résidu 380 ⁺	53

Chapitre V :Applications des corrélations.

V.1.Introduction	55
V.2.Résultats corrélatifs des propriétés des fractions pétrolières.....	55

V.2.1 Densité.....	55
V.2.2.Masse moléculaire.....	56
V.2.3 Point d'éclair.....	58
V.2.4 Viscosité cinématique.....	59
V.2.5. Indice de réfraction.....	65
V.2.6.Point d'aniline.....	66
Conclusion générale.....	69

Introduction

générale

Introduction générale

L'Algérie est un pays industriel dans le domaine des hydrocarbures. L'industrie pétrolière joue un rôle principal dans l'économie nationale, car l'industrie des hydrocarbures en Algérie présente plus de 75% de produits exportés vers tous les pays du monde.

Le pétrole brut est une source énergétique indispensable dans l'économie nationale. Son rôle important est déterminé par sa composition en différents hydrocarbures qui permettent l'obtention des produits énergétiques utilisés comme combustible dans l'industrie, et représentant la base pour le développement de la pétrochimie conduisant à la fabrication des matières plastiques, produits agricoles, produits pharmaceutiques et des milliers d'autres produits.

L'industrie de raffinage met en œuvre des techniques de séparation et de transformation permettant de produire à partir du pétrole brut des produits commerciaux (gaz, essence, kérosène, gasoil, etc...).

L'objectif de ce travail est celui de la détermination des propriétés physico-chimiques des fractions pétrolières par la méthode expérimentale et corrélative pour identifier et classer les composés pétrolières en fonction de ses propriétés qui sont : la densité, masse moléculaire, viscosité, point d'éclair, indice de réfraction et point d'aniline.

Notre mémoire se divise en cinq chapitres :

Le premier chapitre est dédié une vision claire et générale sur le pétrole brut (l'origine, composition et classification de brut).

Le deuxième chapitre concerne une étude sur les propriétés de pétrole brut ainsi que la technique de séparation par distillation pour l'obtention ses fractions pétrolières.

Le troisième chapitre est consacré à une étude des quelques corrélations qu'elles sont utilisées pour la détermination des propriétés des fractions pétrolières.

Le quatrième chapitre est consacré sur les essais et les résultats expérimentaux de pétrole brut et ses fractions pétrolières avec une discussion sur ses résultats.

Le cinquième chapitre est représenté les résultats corrélatifs et leurs interprétations par le calcul de l'écart entre les valeurs expérimentales et corrélative. Puis on achève le travail par une conclusion générale.

Chapitre I

Généralités sur le pétrole brut

I.1.Introduction

Le pétrole brut est une énergie fossile, utilisé notamment dans les transports et la pétrochimie. Découvert au milieu du XIXe siècle en Pennsylvanie, il se présente sous la forme d'une huile minérale provenant de la décomposition sédimentaire de composés organique contenant du carbone. Une fois extrait des gisements souterrains, le pétrole brut est transporté par des oléoducs, avant d'être raffiné, c'est –à-dire transformé. Le pétrole est la principale source d'énergie utilisée par l'homme : en 2005, la production mondiale de pétrole a atteint 84 millions de barils par jour [1].

C'est aussi une matière première irremplaçable utilisé par l'industrie de la pétrochimie pour un nombre incalculable de produits de la vie quotidienne : les matières plastiques peintures, colorants cosmétique, etc. Le pétrole sert aussi comme combustible dans un chauffage domestique et comme source de chaleur dans l'industrie, mais aussi dans une moindre mesure, en raison des chocs pétrolières.

Le pétrole brut est un mélange liquide complexe d'hydrocarbures, c'est-à-dire de combinaisons chimiques de carbone (C) et d'hydrogène (H).Le pétrole est généralement extrait du sous-sol (bassin sédimentaire).

I.2.Origine du pétrole

Le pétrole a été connu dans le monde il y a de siècle .Les peuple biblique et chinoise l'ont utilisée pour l'éclairage et la cuisson des aliments ainsi que pour la chauffe des fours à briques.

En France, ils exploitaient dès le XVI^{ème} siècle, les gisements de Pechelbronn et de Gabain ; seuls les apothicaires en reconnaissaient l'utilité de cette huile contre toutes sortes de maux tels que les lumbagos, les coups et les enfleurs.

Ce n'est qu'en 1859, date du premier forage entreprise par Drake aux Etats Unis, pour que les quantités obtenues puissent faire l'objet d'une véritable industrie. La production mondiale atteignait70 .000tonne

De nombreux savants se sont penchés sur le problème de l'origine du pétrole ; deux théories sont nées [2].

I.2.1.Origine minérale

Définie par de notables savants tels que Roissan et Sabatier. Il provient par réaction géochimique de H₂O et CO₂ avec des matières non organiques (carbures métalliques) [2].

I.2.2.Origine organique

Définies par Engler et Hofer considérée comme la vraisemblable. Engler et Hofer ont obtenu en effet au laboratoire des hydrocarbures à partir de poissons et de végétaux.

La présence de bactéries dans certain gisement de pétrole, d'azote, de soufre et des fois de phosphore et de présence d'eau salée est autant d'arguments pour la théorie organique de l'origine du pétrole [2].

I.3.Composition de pétrole brut

Le pétrole brute et les fractions pétrolière qui en sont issues sont essentiellement composés de molécules résultantes de la combinaison d'atomes de carbone tétravalents et d'atomes d'hydrogène monovalents, appelés hydrocarbures.

En outre, le pétrole brute contient également du soufre, de l'oxygène et de l'azote .Il contient toujours un peu de sédiments et de l'eau salée provenant, soit du gisement, soit du transport par pétrolier [3], [4].

Tableau I.1.Les pourcentages massiques des différents éléments présents dans les pétroles bruts [5].

Les éléments présents dans les pétroles bruts	% poids (en masse)
CARBONE	84 à 87 %
HYDROGÈNE	11 à 14 %
SOUFRE	0,04 à 6 %
AZOTE	0,1 à 1,5 %
OXYGÈNE	0,1 à 0,5 %
MÉTAUX	0,005 à 0,015 %
Le VANADIUM	constitue plus de 75 % de la teneur globale en métaux

I.3.1. Composés pur

1.3.1.1. Hydrocarbures

Le pétrole brut est formé essentiellement d'hydrocarbures (combinaison exclusive de carbone et d'hydrogène), ou le carbone présente 84% à 87% en masse et l'hydrogène de 11% à 14%. Les hydrocarbures contenus dans le pétrole sont regroupés en trois familles [6].

a. Hydrocarbures aliphatiques saturés ou paraffiniques

Ils sont constitués d'atomes de carbone portant chacun de zéro à trois atomes d'hydrogène, leur formule générale est : C_nH_{2n+2} . Ils peuvent être structurés en chaînes droites : ce sont les paraffines normales, de formule développée : $CH_3-(CH_2)_n-CH_3$, ou en chaînes

Ramifiées qui présentent un groupe méthyle sur un atome de carbone de la chaîne principale, appelés isoparaffines [7]

b. Hydrocarbures naphthéniques

Ce sont des hydrocarbures saturés comportant un ou plusieurs cycles de forme générale $C_nH_{2n+2-RN}$ étant le nombre de cycles naphthéniques.

Le nombre de cycles dans la molécule permet de classer : monocyclique, bicyclique et tricyclique [8].

c. Hydrocarbures aromatiques

Ce sont des hydrocarbures cycliques polyinsaturés, présents en proportions variables et en forte concentration dans le pétrole brut, caractérisés par la présence d'un cycle benzénique de forme générale C_nH_n comportant trois doubles liaisons. Les plus fréquents sont les B.T.X (Benzène, Toluène, Xylène).

En outre, certains cycles peuvent se condenser et donner des molécules lourdes et compactes recherchées par les industries pharmaceutiques et autres [9].

I.3.2. Composés organiques hétéroatomiques

a-Composés soufrés

Les composés soufrés avec une teneur de 0,01% à 6% en masse, sont présents dans le pétrole brut sous forme de composés organiques soufrés, le sulfure d'hydrogène H_2S est le seul composé non organique présent dans le brut. Les thiols ou mercaptans de formule $R-S-H$ sont des composés acides et corrosifs surtout présents dans les coupes légères. Les sulfures peu corrosifs et inodores du fait de leur faible volatilité de formule $R-S-R$; Les composés soufrés

sont à l'origine de pollution atmosphérique (SO_2) et (SO_3), et de désactivation de certains catalyseurs de raffinage [6].

b. composés oxygénés

Ils sont de structures très variées du fait que le soufre intervient avec une valence supérieure soit à deux , quatre , ou six .

Ces composées peuvent se trouver dans les fractions lourdes du pétrole brut. Bien que la présence d'oxygéné soit faible dans le brut, il peut jouer un rôle non négligeable ; en particulier, il est responsable de l'acidité des pétroles [10].

On peut également les trouver dans les phénols, les furanes, les Benz furanes, les acides carboxylique et les esters, plus rarement anhydrides et dérivés furaniques [11].

C .Composés azotés

L'azote se trouve sous forme d'amides aromatiques, amide primaires, secondaires ou tertiaires, carbazoles, pyridines ... Sa teneur est de 0.05 à 0.5% en masse. Ils sont présents dans les fractions lourdes, connus pour empoisonner les catalyseurs [3].

A la suite de certains procédés de raffinage, une fraction l'azote pourra se retrouver dans les coupes légères et en détériorer la qualité (instabilité au stockage, couleur brune, gomme...).

I.3.3.Composés organométallique

Ces éléments se concentrent essentiellement dans les fractions lourdes du pétrole .Les plus fréquents sont fer, Zinc, Vanadium, Nickel, Cobalt, Sodium, Chrome, cuivre et l'Arsenic.

Ces dernières présentent de sérieux problème dans les procédés de raffinage, comme l'empoisonnement des catalyseurs du fait qu'ils sont corrosifs [12].

I.3.4.Composé chimiquement mal définis

a. Asphaltènes

Ce sont des solide noire et brillants non volatils, dont la masse moléculaire peut varier de 1000 à 100 000 g /mol .Ils sont constitués d'une accumulation de feuillets poly aromatiques condensé reliés par des chaine saturé [6].

Ils sont obtenus au laboratoire par précipitation à l'heptane normale, la partie solide donne l'heptane normal constitue les maltènes.

b. Résine

Si on soumet les maltène à une chromatographie liquide, les produits élués avec les solvants les plus polaire sont appelés résines. Ce sont en générale des molécules à caractère aromatique très marqué, renferment des hétéro éléments (N, O, S, Ni et V) .Leur masse moléculaire peut varier de 500 à 1000 g/mol.

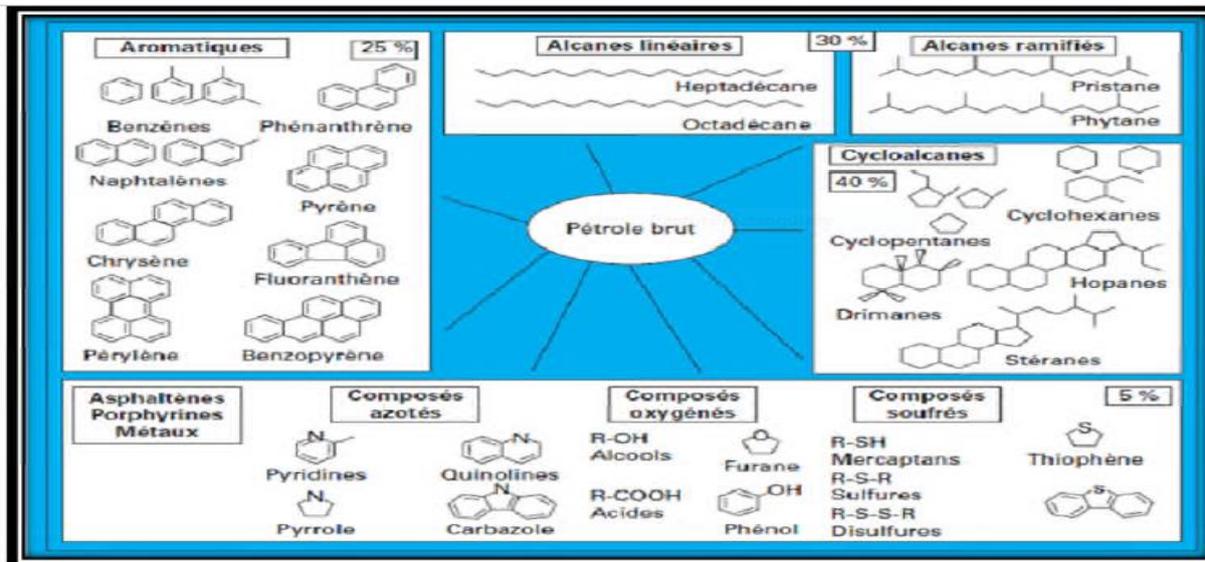


Figure I.1. Les composés du pétrole brut.

I.4. Classification des bruts

La classification est d'une extrême importance car elle nous permet de reconnaître l'ensemble des traitements à envisager pour le pétrole et la qualité des produits à obtenir. Les pétroles bruts peuvent être caractérisés par leurs propriétés globales par les classes moléculaires qui les composent.

I.4.1. Classification selon la densité

La connaissance de la densité à une importante valeur commerciale car la cotation des pétroles bruts dépend en partie de cette propriétés.

Les bruts sont classés selon la valeur de la densité à 15c° en 4 grand catégories [6] :

- Les bruts extra lourds ($< 1 \text{ g/cm}^3$).
- Les bruts lourds ($0.875\text{-}1 \text{ g/cm}^3$).
- Les bruts moyens ($0.825\text{-}0.875 \text{ g/cm}^3$).
- Les bruts légers ($< 0.825 \text{ g/cm}^3$).

I.4.2. Classification selon le facteur de caractérisation KUOP

- Aromatiques purs : KUOP = 10
- Naphtènes purs : KUOP = 11
- Hydrocarbures mixtes : KUOP = 12
- Paraffines purs : KUOP = 13

I.4.3. Classification selon la teneur en soufre

Les pétroles avec une faible teneur en Soufre est inférieure à 0 .5% en poids sont qualifiés de « sweet » ou « doux » : au-delà, les pétroles sont qualifiés de « Sour » ou « soufrés ». La connaissance de cette teneur est importante car le soufre est un « polluant-corrosif et un puissant poison de catalyseurs » que les raffineurs cherchent toujours à diminuer ou éliminer .Cette opération a un cout ce qui a pour conséquence de diminuer la valeur du brut [6].

I.4.4. Classification selon sa provenance

Le brut peut contenir du gaz dissout, de l'eau salée, du soufre et des produits sulfurés (thiols mercaptans surtout). Leur composition trop riche pour être détaillés .Il faut distinguer simplement trois catégories de brut :

- A prédominance paraffinique : les hydrocarbures linéaires sont les plus abondants, ces bruts sont les plus recherchés car ils donnent directement une grande proportion de produits légers comme l'essence et le gazole.
- A prédominance naphténique : avec beaucoup d'hydrocarbures à cycle saturé.
- A prédominance aromatique : hydrocarbures présentant un cycle carboné insaturé sont plus abondant.

Chapitre II

Analyse préliminaire de pétrole brut

II.1.Introduction

Les essais préliminaires effectués sur le pétrole brut sont des tests qui permettent d'évaluer la nature du brut et ses différentes propriétés physico-chimiques les plus importantes. On donnera ci-après les principales caractéristiques contenues dans une analyse simplifiée d'un pétrole brut.

La connaissance des caractéristiques physico-chimiques globales des pétroles bruts est d'une extrême importance vis à vis les conditions du traitement initial, le transport, le stockage et va permettre à l'acheteur potentiel d'avoir une première idée des qualités essentielles du brut et d'estimer grossièrement sa valeur.

La connaissance de ces propriétés va permettre au raffineur de faire un choix pour sélectionner les charges des différentes unités de séparation, de transformation et de conversion, fixer leurs conditions opératoires dans le but de satisfaire les exigences du marché dans les meilleures conditions.

II.2.Caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut

Ces principales analyses nous permettent d'accéder aux propriétés physico –chimiques du pétrole brut et ses fractions pétrolières, elles correspondent à des essais normalisés qui décrivent un protocole opératoire pour la mesure d'une propriété physique sur un appareillage donné [3].

Ils existent plusieurs types de normes sont :

- **ASTM**: American Society for Testing and Materials (Etat Unis).
- **INAPI** : Institut National de la propriété Industrielle (Algérie).
- **AFNOR** : Association Française de Normalisation (France).

II.2.1.La Densité

La densité est définie comme étant le rapport de la masse volumique d'un certain volume d'échantillon à une température 20°C à la masse du même volume d'eau à une température standard qui est généralement prise égale à 4°C [3].[6].

$$d_4^{20} = \frac{\text{Poids d'un volume de produit à } 20^{\circ}\text{C}}{\text{Poids du même volume d'eau à } 4^{\circ}\text{C}} \quad (\text{II.1})$$

La terminologie anglo –saxonne, propose la spécific gravity, définie pour deux températures standards identique, soit 60° F que l'on note (SpGr) : équivalent à la densité à 15°C définie par :

$$\text{SpGr} = 1,002 * d_4^{15} \quad (\text{II.2})$$

Les Américains utilisent également pour mesurer la densité le degré API défini par l'American petroleum institut, comme une fonction hyperbolique de la Spécifie Gravity.

$$^{\circ}A PI = \frac{141.5}{\text{Specific Gravity}} - 131,5 \quad (\text{II.3})$$

Le calcul de la densité " d_4^{20} " à partir de la densité à n'importe quelle température se fait selon la formule :

$$d_4^{20} = d_{20}^t \pm K(t - 20) \quad (\text{II.4})$$

Où K est un coefficient dépendant du produit, selon le tableau suivant :

Tableau II.1. Valeurs de la constante K.

d_4^{20}	0,6 – 0,7	0,7 – 0,76	0,76 – 0,8	0,8 – 0,85	0,85 – 0,88	0,88 – 0,9
K	0,0009	0,00085	0,0008	0,00075	0,00065	0,00062

Les densités des bruts se situent généralement entre 0.8 et 1.000.

II.2.2.Masse molaire

La masse molaire d'une substance est définie étant la masse d'une mole de molécules de cette substance. Dans le cas de produit pétrolier, ce paramètre présente un intérêt particulier, car il fournit la valeur moyenne de la masse moléculaire des corps constituant telle ou telle fraction, de plus en plus on tient largement compte dans le calcul des appareils en raffinerie.

La masse molaire des produits pétroliers peut être déterminé par différentes méthodes tels que : osmomètre, cryoscopie.

a. Osmomètre : cette analyse n'est valable que pour des poids moléculaire, $PM > 200$ g /mol.

b. cryoscopies : cette méthode est applicable pour les fractions légère, cas de $PM < 200$ g/mol.

II.2.3.Tension de vapeur Reid

La tension de vapeur Reid TVR mesure la tendance des molécules à s'échapper d'une phase liquide pour engendrer une phase vapeur en équilibre thermodynamique.

L'essai de la tension de vapeur Reid est très important, car il indique, d'une manière indirecte, la teneur en produit légers qui conditionne la sécurité au cours du transport, les pertes au stockage et la volatilité des essences.

La valeur de la TVR dépend directement de la teneur du produit en constituants volatils à forte tension de vapeur [3], [12].

II.2.4. Point d'éclair

Le point d'éclair est la température la plus basse à laquelle le liquide fournit suffisamment de vapeur pour former, avec l'air ambiant, un mélange gazeux qui s'enflamme sous l'effet d'une source d'énergie calorifique (flamme ou une étincelle électrique). Il caractérise la teneur en produit volatiles et permet ainsi de connaître jusqu'à quelle température un produit pourra être chauffé sans danger. Sa connaissance permet également de connaître les pertes accidentelle en produit légers lors du remplissage des citernes et des bacs par exemple, et notamment de connaître les conditions de stockage et des sécurités [6].

II.2.5. Point de trouble, point d'écoulement et point de congélation

Le point de trouble d'un produit pétrolier et la température à laquelle les paraffine cires ou autre matière commencement à se solidifié ou à se séparer de la solution lorsque se produit se refroidi dans des conditions normalisées.

Le point d'écoulement d'un pétrole brut et la température la plus base à laquelle un brut coule lorsqu'il est refroidi sans agitation normalisées.

Le point de congélation d'un pétrole brut est majoré par 3°C pour déterminé le point d'écoulement d'où :

$$\text{Point d'écoulement} = \text{point de congélation} + 3^{\circ}\text{C}$$

En générale, le point de congélation des hydrocarbures est proportionnel à la masse moléculaire et au point d'ébullition [3].

II.2.6. La teneur en soufre

Les pétroles bruts contiennent des hydrocarbures sulfurés, de l'hydrogéné sulfuré dissous, et parfois même du soufre en suspension. D'une manière générale, la teneur en soufre total d'un brut est comprise entre 0,05 et 5 en poids.

La teneur en soufre d'un pétrole brut est donc une des caractéristiques les plus importantes pour le raffineur, car elle permet d'éviter les risques de corrosion des installations et

empoisonnement au niveau des catalyseurs utilisés au cours des traitements chimiques du brut [6].

II.2.7. Teneur en métaux

Les produits pétroliers lourds contiennent souvent des quantités importantes de métaux, leur concentration diffère d'un gisement à un autre.

Les métaux lourds peuvent être également définis comme :

- tout métal ayant une densité supérieure à 5,
- tout métal ayant un numéro atomique élevé, en général supérieur à celui du sodium ($Z=11$),

II.2.8. Viscosité

La viscosité est une grandeur physique qui mesure la résistance interne à l'écoulement d'un fluide, due au frottement de molécules qui glissent l'une contre l'autre.

La mesure de la viscosité des pétroles bruts à différentes températures est particulièrement importante pour le calcul de perte de charge dans les pipelines, les tuyauteries et les conduites de raffinerie ainsi que pour la spécification des pompes et des échangeurs.

Ils en existent 3 types :

a. La viscosité dynamique ou absolue

Elle correspond à une force d'une dyne qui déplace une surface plane d'un cm^2 à la vitesse 1 cm/s par rapport à la première. Elle est exprimée en poise ou en centipoise.

b. La viscosité relative

C'est le rapport de la viscosité du liquide à celle de l'eau mesurée à 20°C . Or, la viscosité de l'eau à cette température est précisément d'une centipoise.

c. La viscosité cinématique

C'est le rapport de la viscosité absolue à la densité mesurée à la même température. Elle exprime en stokes et en centistokes [3], [6].

II.2.9. Facteur de caractérisation Kuop

Le facteur de caractérisation Kuop a été introduit par les chercheurs de la société (UNIVERSAL OIL PRODUCTS). Il repose sur les constatations que la densité des hydrocarbures est liée à leur rapport H/C (donc à leur caractère chimique) et que leur point d'ébullition est lié à leur nombre d'atomes de carbones [6].

II.2.10. Teneur en asphaltènes

Les asphaltènes sont en partie responsables de la viscosité et de la densité élevées des pétroles bruts lourds, conduisant à des problèmes difficiles de transports. Il arrive également qu'en cours de production les asphaltènes précipitent [13].

II .2.11. Indice de réfraction

L'indice de réfraction est l'une des déterminations les plus précises et les plus reproductibles, il peut servir à la différenciation de deux produits très proches.

L'indice de réfraction est le rapport de la vitesse de la lumière dans l'air à sa vitesse dans la substance à examiner.

On peut facilement mesurer l'indice de réfraction au laboratoire à l'aide d'un réfractomètre ; le plus utilisé étant le réfractomètre d'ABBE [15].

II .2.12. Indice de cétane

C'est une grandeur de grand intérêt industriel, des valeurs élevées de l'indice de cétane favorisent les départs à froid par diminution de la température d'auto inflammation et moins bruyant.

La spécification imposent un indice de cétane à 50 .Il est déterminé à partir de l'indice diesel.

$$\text{Indice diesel} = \text{point aniline } (^{\circ}\text{F}) * \text{densité}$$

II.2.13. Point d'aniline

Le point d'aniline est la température la plus basse à laquelle des volumes égaux d'aniline et de produit à tester sont complément miscibles, la rupture de la miscibilité se manifeste par l'apparition du trouble net. Sa connaissance caractérise la teneur en aromatique des huiles non formulées : le point d'aniline est d'autant plus élevé que cette teneur est faible [14].

II.3. Distillation des pétroles bruts

II.3.1. Introduction

Lorsqu'on découvre un nouveau gisement du pétrole on est d'abord intéressé outre l'importance du gisement de savoir la composition globale de ses fraction pétrolière.

Pour cela, on effectue une distillation TBP (en discontinu) qui permet la séparation des constituants de ce pétrole brut, en fonction de leur température d'ébullition.

La distillation est le premier traitement que subie le pétrole brut depuis sa production. C'est un procédé de séparation qui permet d'obtenir à partir d'un mélange de plusieurs constituants des fractions différenciées par une ou plusieurs de leurs propriétés physiques.

On procède d'abord à une distillation destinée à caractériser la charge elle-même, puis elle sera suivie par une distillation préparative destinée à séparer des fractions pour des analyses ultérieures [6].

II.3.2. Distillation TBP

Cette distillation est régie par la norme ASTM D2892 et correspond à une technique de laboratoire. Elle connue sous le nom de TBP et s'applique aux pétroles bruts stabilisés (débarrassés), mais peut s'étendre à un mélange pétrolier quelconque sauf pour les gaz de pétrole liquéfiés, les naphthas très légers et les fractions ayant un point d'ébullition au-dessus de 400°C. Le principe est basé sur la distillation d'une prise d'essai réalisée dans une colonne de type Oldershaw à 30 plateaux réels, effectuée en trois étapes :

➤ Dégazage

C'est la première étape à réaliser du fait que le pétrole brut contient une certaine quantité de légers (gaz dissous dans le pétrole brut).

Les vapeurs ainsi formées seront condensées en tête de colonne dans des pièges ensuite récupérées dans un flacon placé dans un vase DEWAR rempli d'acétone puis refroidi à 80 °C à partir d'une sonde réfrigérante afin de piéger les gaz dissous (C₅) qui seront analysés par chromatographie en phase gazeuse (CPG).

➤ Distillation à pression atmosphérique

Cet essai consiste à distiller le brut dans la colonne de distillation. L'ensemble comporte au fond un bouilleur équipé d'un chauffage électrique et d'une prise de température et en tête un condenseur muni d'un système de reflux à un taux égal à 5. Nous mettons l'ensemble en marche, tout en réglant le reflux de manière à récupérer un volume de distillat pour 5 volumes de brut recyclé vers la colonne, cette distillation poursuit jusqu'à une température égale à 220°C au sommet de colonne.

Dans l'impossibilité de continuer la distillation à pression atmosphérique, et pour éviter le craquage, le résidu atmosphérique est distillé sous un vide de 40 mm Hg et ensuite sous un vide de 10 mm Hg.

➤ **Distillation sous vide**

• **Sous pression réduite de 40mm Hg**

Nous refroidissant le brut restant et nous procédons sa distillation sous 40 mm Hg réglée au moyen d'un régulateur de vide.

Nous continuons la distillation jusqu'à une température de 320°C en tête de colonne pour éviter le craquage de molécule lourdes.

• **Sous pression réduite de 10mm Hg**

La distillation précédente est ensuite conduite sous pression encore plus réduite de 10 mm Hg. Le processus de distillation est arrêté lorsque la température en tête de colonne atteint 380°C.

La distillation TBP nous permet de :

- Recueillir des gaz liquéfiés des coupes de distillation et un résidu.
- Tracer la courbe de distillation, c'est-à-dire le profil de répartition des hydrocarbures contenus dans le brut (pourcentage massique ou volumique en fonction de leurs différentes température d'ébullition) et donc de déterminer les rendements en différente coupe en poids et en volume [6].

La figure suivant montre l'appareillage de la distillation TBP opérant à pression atmosphérique et sous vide.

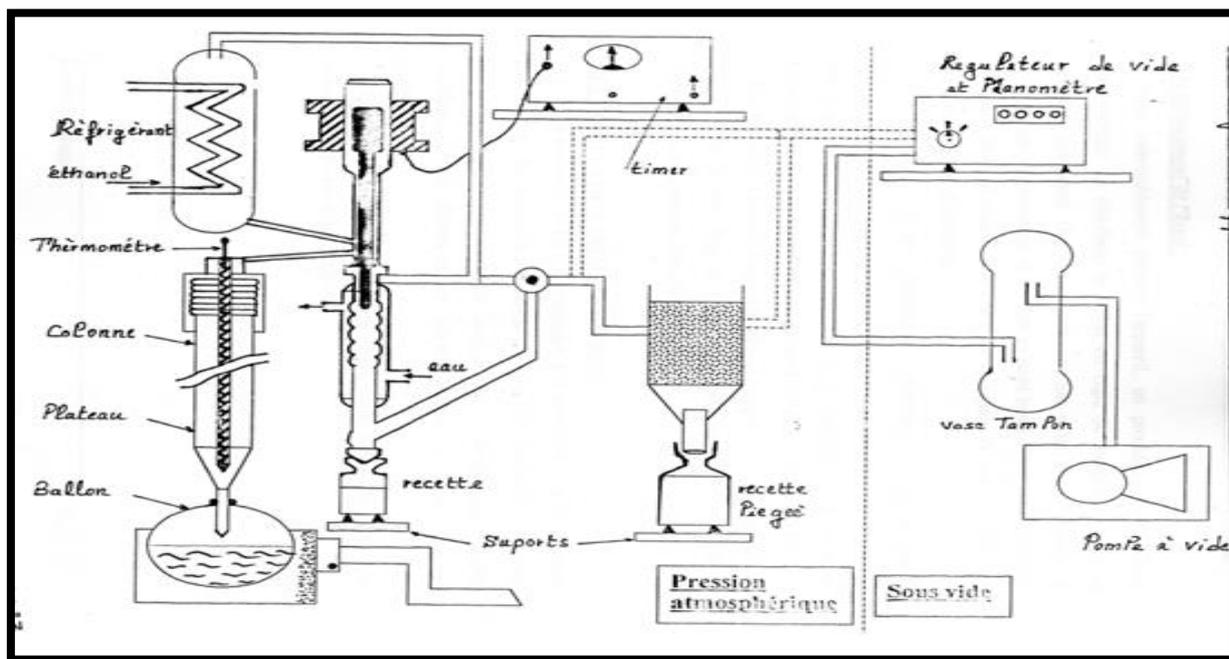


Figure II.1 Schéma de la distillation TBP

II.3.3. Distillation D86 : (Distillation analytique)

C'est une technique d'analyse simple et rapide qui fournit aux clients d'importants renseignements sur la composition du pétrole brute et des fractions pétrolières.

Cette distillation est généralement réalisée au laboratoire, elle s'effectue sur les produits dont les points d'ébullition s'étendent de 0 à 400°C.

La tâche de l'opérateur consiste à noter la température d'apparition de la 1^{ère} goutte de condensat ; c'est le point initial de distillation. Ensuite la température est relevée régulièrement lorsque 5% ,10%, 15%,... jusqu'à 95% du volume du produit sont distillés. Le maximum de température atteint est le point final de distillation [14].

Les résultats obtenus sont traduits par un tableau (% distillés -température) et par une courbe ASTM c'est-à-dire la température d'ébullition en fonction du pourcentage volumique distillé .Elle fournit à l'utilisateur une idée précieuse sur la composition du brut. Les points 10% ,50% et 90% de cette courbe sont assez représentatifs de la teneur du brut en composés légers, moyens et lourds.

Cette distillation est beaucoup moins sélective que la distillation TBP, mais son avantage réside dans le temps court qu'elle nécessite [16].

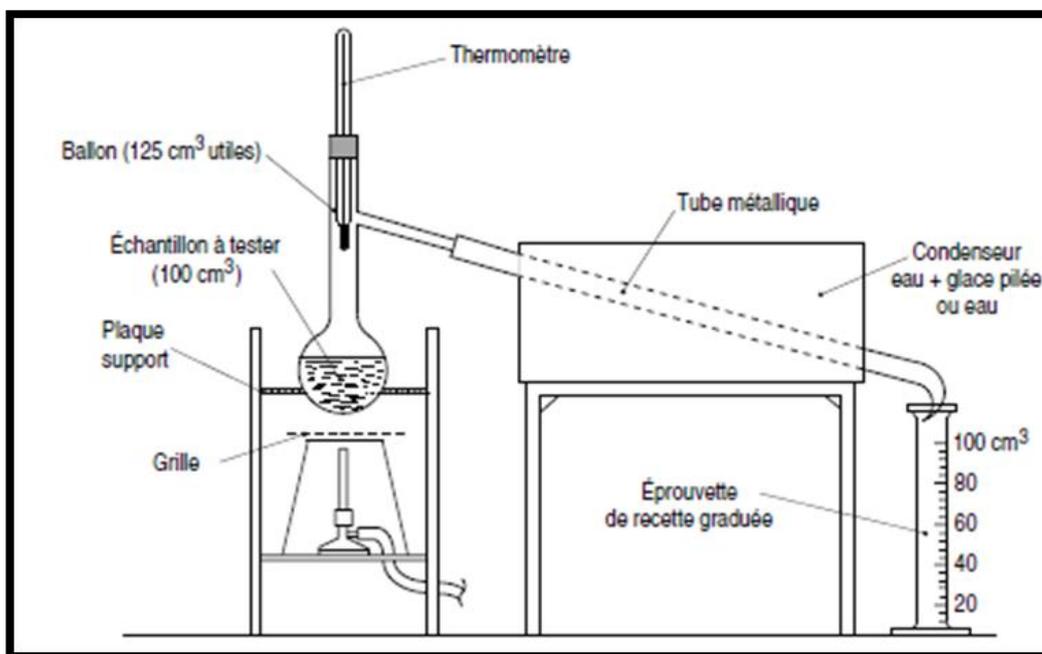


Figure II.2 Schéma de la distillation ASTM D86

II.3.4. Distillation à haut point d'ébullition

C'est une distillation réservée uniquement aux fractions trop lourdes (cas du résidu issu de la distillation TBP). En effet, selon cette dernière, la limite de chauffage d'un produit pétrolier sans risque de craquage de ses molécules est de 380°C à pression atmosphérique.

C'est pourquoi, le raffineur a recours à une distillation sous un vide très poussé de quelque millimètre de mercure.

Cette opération est poursuivie jusqu'à température liquide maximale de 400°C à la pression du test conformément à la norme ASTM 1160 [14], [17].

La distillation sous vide a pour but d'extraire aux résidus de la TBP des distillats lourds destinées à alimenter des unités de conversion afin d'obtenir des produits à haut valeur ajoutée. Elle permet dans des cas particulier d'obtenir des bases d'huile pour la fabrication des lubrifiants.

Elle permet la production des fuels lourds, et la fabrication des bitumes à partir du résidu sous vide [18].

II.4. Découpage des pétroles bruts

L'industrie du raffinage permet de produire à partir du pétrole brut l'éventail complet de produits commerciaux allant du gaz aux asphaltes et au coke.

Les différentes coupes sont classées selon leurs intervalles de distillation et le nombre d'atomes de carbone des hydrocarbures qui les constituent. Cette répartition n'est évidemment pas immuable, elle varie en fonction de la nature du brut traité, de la caractéristique des unités situées en aval et de la structure et de la demande en produits finis.

Les coupes pétrolières portent des appellations qui peuvent varier d'une raffinerie à l'autre, le tableau suivant représente les différentes coupes avec leur nombre d'atomes et l'intervalle d'ébullition.

Tableau II.2 : Quelques caractéristiques des coupes pétrolières.

Coupes	Gaz	Essence	Kérosène	Gasoil	DSV	RSV
Nombre d'atomes de C	C ₁ - C ₅	C ₅ - C ₁₀	C ₁₀ - C ₁₄	C ₁₄ - C ₂₀	C ₂₀ - C ₅₅	C ₃₅ ⁺

Intervalle d'ébullition (°C)	<0	0 -165	165-200	200 -375	375 -600	600 ⁺
---------------------------------	----	--------	---------	----------	----------	------------------

DSV : Distillat sous vide.

RSV : Résidu sous vide.

II.4.1. Gaz de pétrole liquéfié (GPL)

Le GPL est un produit gazeux à la température ambiante et pression atmosphérique. Il est à faible pression (4 à 5 bars) et une température très basse pour faciliter son transport, son stockage et sa commercialisation, il se gazéifie au moment de son utilisation. La composition molaire du GPL est variable selon leur source [3].

II.4.2. Essence

L'essence est le carburant le plus vendu au monde. C'est un liquide inflammable composé de fractions légères (C₅ à C₁₀) tirées de la distillation du brut à des températures relativement basses (35°C à 180°C).

La plus grande part de ces fractions subira encore d'autres traitements, puis seront mélangées pour donner de l'essence pour moteurs (augmenter l'indice d'octane).

II.4.3. Kérosène

Cette fraction, appelée aussi carburéacteur, se situe en dessous des essences et elle contient des hydrocarbures comptant approximativement 8 à 14 carbones dans l'intervalle de distillat moyen à légers (165°C à 250°C). Le kérosène qui a une densité de 0,78 à 0,84 a été le principale produit obtenu dans les premiers champs de pétrole américains alors que l'essence n'était encore qu'un déchet. On l'utilisait alors comme pétrole lampant et on a utilisé plus tard comme lubrifiant mais il est maintenant devenu un produit de départ pour fabriquer des carburants pour les moteurs à turbine (avion) [19]

II.4.4. Gazoil

Cette fraction contient des hydrocarbures comptant de 14 à 20 carbones. Son intervalle d'ébullition va de 200 °C à 350°C, sa densité tourne aux alentours de 0,8 à 0,9 et sa viscosité est comparable à celle des huiles [19].

Cette fraction est utilisée notamment comme carburant pour moteurs diesel pour lesquels il est intéressant d'avoir son indice de cétane en vue de l'améliorer mais comme il y a généralement surproduction de gazoil. Il est utilisé comme combustible ou comme matière première. Bien souvent, on confond, ou plutôt on utilise, indifféremment le nom gazoil avec diesel [3].

II.4.5.Résidu

Ce sont les fraction les plus lourdes , souvent résidus de la distillation sous vide du pétrole brut .Par conséquent ,ils contiennent tous les élément lourdes (métaux ,soufre , ...etc) qui font partie du pétrole et qui ne sont pas tellement désirés .Dans ses fractions lourdes carbonées ($c > 40$),on distingue les asphaltes ,qui sont la partie du pétrole insoluble dans le pentanes liquide .

Leur aspect est celui d'une matière résineuse noire et compact .Et les bitumes, les produit les plus lourds, véritables résidus de la distillation (ils ne sont jamais distillés), matière semblable à l'asphalte mais encore plus épaisse [3]

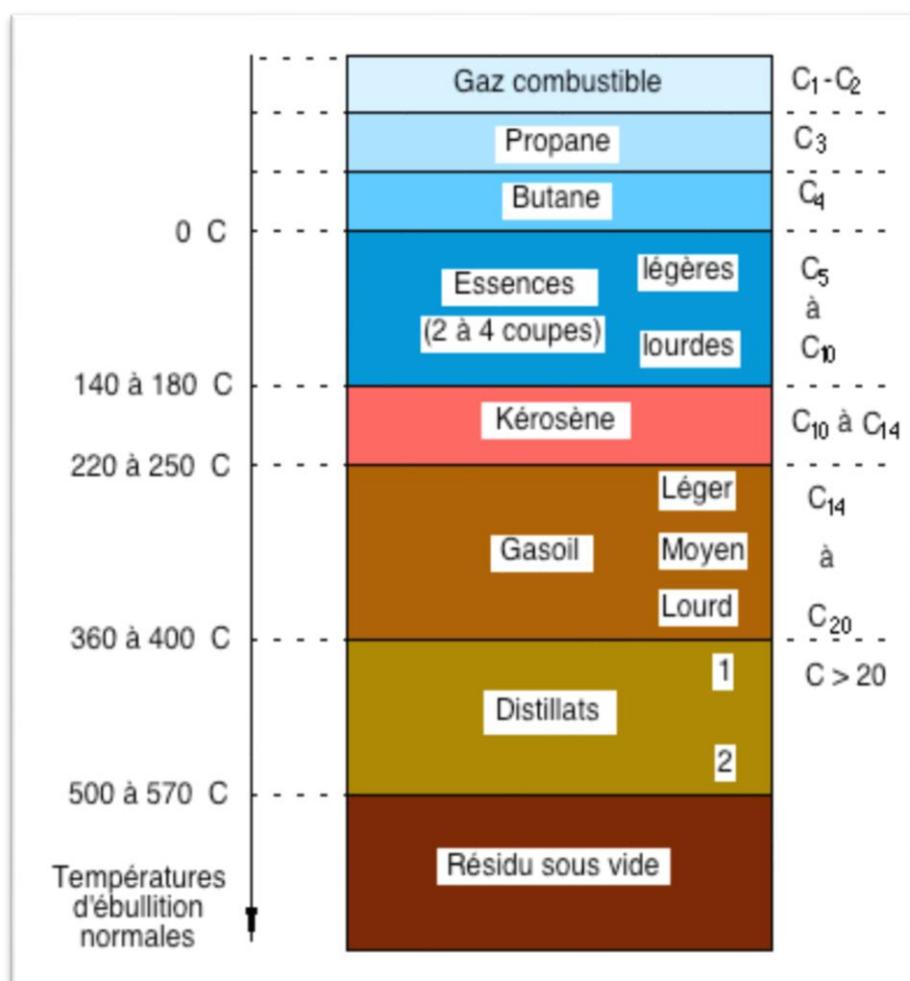


Figure II.3.Découpage des pétroles bruts

II.5.Caractérisation des pétroles et des coupes pétrolières par les méthodes physique D'analyse

Il existe plusieurs méthodes physique d'analyse telles que la spectrométrie de masse, la spectroscopie ultraviolet, la spectrométrie infrarouge ainsi que la technique chromatographique.

Celle-ci est très répandue dans l'industrie du pétrole, en particulier la chromatographie en phase gazeuse car elle permet d'identifier les différents constituants des fractions pétrolières en donnant leur compositions.

II.5.1.Caractérisation par chromatographique

Définition

La chromatographie en phase gazeuse (CPG) est une méthode de séparation, elle est basée sur la migration différentielle des constituants du mélange à analyser à la traverse d'un substrat choisi. La particularité du procédé est d'opérer en totalité sur des produit volatilisés, ce qui implique de maintenir une température minimale convenable, mais sans qu'il y ait volatilisation du substrat, et de travailler en circuit étanche aux gaz.

D'une manière générale le principe est basé sur un échange de matière entre deux phases distinctes, l'une est mobile gazeuse, l'autre est fixe ou stationnaire solide ou liquide, cette dernière est disposée dans une colonne traversée par un courant gazeuse sous pression (N_2 , CO_2 , He,...) [19].

Principe

Le principe de fonctionnement est assez simple. Il repose sur l'équilibre de concentration des composés présents entre deux phases en contact : la phase stationnaire emprisonnée dans la colonne et la phase mobile qui se déplace. La séparation est basée sur l'entraînement différentiel des constituants présents dans la colonne.

Ces derniers la parcourt avec des temps proportionnels à leurs propriétés intrinsèques (taille, structure,...) ou à leur affinité avec la phase stationnaire (polarité,...) .A leur arrivée en bout de colonne, le détecteur en continu la quantité de chacun des constituants du mélange.

Appareillage

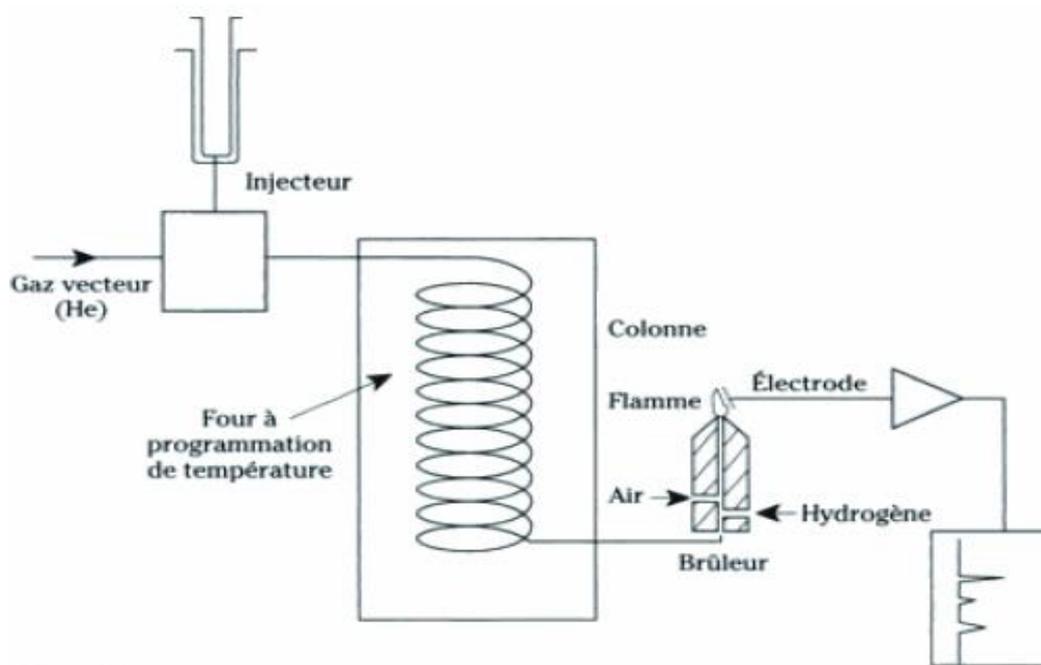


Figure II.4 : Schéma de principe d'un chromatographe en phase gazeuse à détecteur par ionisation de flamme (FID).

La conception générale d'un appareil de chromatographie phase gazeuse correspond schématiquement à la réunion de différents modules spécialistes : L'injecteur, la colonne et le détecteur.

- **L'injecteur**

L'injecteur permet l'évaporation et le transfert des échantillons dans la colonne.

- **La colonne**

C'est la partie la plus importante dans un chromatographe. C'est à son niveau que s'opère la séparation des solutés. Cette colonne est imprégnée d'une phase stationnaire qui constitue la partie active de la colonne et peut être polaire ou apolaire tout en ayant une polarité proche de celle de l'échantillon. La séparation a lieu entre celle-ci et le gaz vecteur.

- **Détecteur**

Il a pour rôle essentiel de détecter les solutés au fur et à mesure qu'ils sortent de la colonne. La détection des solutés s'effectue en mesurant soit un changement de propriété physique de la phase mobile (conductivité, réfraction), soit en mesurant les propriétés plus ou moins spécifiques du soluté (radioactivité, ionisation dans le spectre ultra-violet).

On peut citer deux types de détecteurs :

✓ **Détecteur cataromètre (TCD: Thermal Conductivity Detector)**

C'est un détecteur différentiel composé de deux cellules, l'une de référence parcourue par le gaz vecteur, l'autre de mesure parcourue par le flux sortant de la colonne (gaz vecteur et soluté).

Il n'est pas très sensible, il ne réduit pas l'échantillon, en plus il détecte tous les solutés.

✓ **Détecteur à ionisation à flamme (FID)**

Son principe est basé sur la mesure du courant d'ionisation qui apparaît entre deux électrodes soumises à des potentiels différents.

C'est un détecteur ultrasensible, il est utilisé dans l'analyse des corps organique seulement.

Chapitre III

*Evaluation des propriétés
physico-chimiques des
fractions pétrolières*

III.1.Introduction

Une fraction pétrolière est un mélange complexe d'hydrocarbures ayant chacun des propriétés bien déterminées .Il n'est souvent pas possible d'accéder à certain grandeurs physico-chimiques, toutefois il est possible de les estimer.

Tout au long de chapitre, nous proposons une méthode que nous offre la littérature qui nous permet d'évaluer individuellement les différentes propriétés des fractions pétrolières sur la base de la connaissance de quelques paramètres accessibles expérimentalement. Ces méthodes sont dites prédictives ou corrélative ; elles sont simples, rapides et peu onéreuses et approchent avec une bonne approximation, l'ordre de grandeur de la valeur réelle d'une propriété donnée.

III.2.Corrélation disponibles dans la littérature

III.2.1 Densité

La densité des fractions pétrolières peut être facilement déterminée expérimentalement.

Elle peut aussi être estimée par des corrélations, connaissant ou non la composition en paraffines, Naphtènes, et en aromatiques [17].

La densité moyenne de la fraction pétrolière est calculée en admettant la règle d'additivité des densités des fractions, soit ;

$$\mathbf{d} = \mathbf{X}_P \cdot \mathbf{d}_P + \mathbf{X}_N \cdot \mathbf{d}_N + \mathbf{X}_A \cdot \mathbf{d}_A$$

Avec :

d_P, d_N, d_A : Les densités respectivement en paraffines, naphènes et aromatiques.

X_P, X_N, X_A : Les compositions massiques et volumiques respectivement en paraffine, naphènes et aromatiques.

a. Corrélation de RIAZI-DAUBERT I [20]

RIAZI et DAUBERT propose une corrélation pour déterminer la densité des fractions pétrolières :

- Pour $70 \text{ g/mole} \leq M \leq 300 \text{ g/mole}$ et $80^\circ \text{ F} \leq T_{eb} \leq 650^\circ \text{ F}$

$$d_4^{20} = 0,982554 \cdot T_{eb}^{0,002016} \cdot SpGr^{1,0055} \quad \text{(III.1)}$$

T_{eb} : Température d'ébullition en °R

SpGr: specific gravity à 60/60°F

- Pour $300\text{g/mole} \leq M \leq 600\text{g/mole}$ et $650^\circ\text{F} \leq T_{eb} \leq 1000^\circ\text{F}$

$$d_4^{20} = 2,8308 \cdot M^{0,03975} \cdot I^{1,13543} \quad (\text{III.2})$$

$$I = \frac{(n_D^{20})^2 - 1}{(n_D^{20})^2 + 2} \quad (\text{III.3})$$

Avec :

M : poids moléculaire ;

I : indice de corrélation ;

n_4^{20} : Indice de réfraction à 20°C .

b. corrélations de RIAZI DAUBERT II [20]

La densité à 20°C est également déterminée à partir de la formule suivante :

$$d_4^{20} = \text{SpGr}^{-4,5} \cdot 10^{-3} (2,34 - 1,9 \cdot \text{SpGr}) \quad (\text{III.4})$$

d_4^{20} : Densité à 20°C (g/cm^3).

SpGr: Specific Gravity à $60/60^\circ\text{F}$.

III.2.2.Masse moléculaire

De nombreuses équations et méthodes graphiques ont été proposées pour l'estimation de la masse molaire des corps purs, des mélanges et des fractions pétrolières, permettant ainsi d'éviter l'expérience qui est parfois coûteuse ou alors nécessitant beaucoup de temps.

Ces méthodes permettent en général, d'approcher cette grandeur rapidement et avec une assez bonne précision. Nous citerons ci-dessous quelques-uns de ces méthodes.

a. Corrélation de l'API [21]

$$M = 204,38 \cdot T_{eb}^{0,118} \cdot \text{SpGr}^{1,88} \cdot \text{Exp}(0,00218 \cdot T_{eb}) \cdot \text{Exp}(-3,07 \cdot \text{SpGr}) \quad (\text{III.5})$$

Avec :

T_{eb} : Température d'ébullition en $^\circ\text{R}$.

b. Corrélation de RIAZI-DAUBERT [22]

- Pour les fractions ayant un nombre de carbone < 24 :

$$M = 1,6607 \cdot 10^{-4} \cdot T_{eb}^{2,1962} \cdot \text{SpGr}^{-1,0164} \quad (\text{III.6})$$

- Pour les fractions lourdes :

$$M=42,92 \cdot [\text{Exp}(2,097 \cdot 10^{-4} \cdot T_{\text{eb}} - 7,78712 \cdot \text{SpGr} + 2,08476 \cdot 103 \cdot T_{\text{eb}} \cdot \text{SpGr})] \cdot T_{\text{eb}}^{1,26007} \cdot \text{SpGr}^{4,98308} \quad (\text{III.7})$$

T_{eb} : Température d'ébullition en °K.

c. Corrélation d'après le projet ASPEN [7]

Cette corrélation ne fait intervenir que la température d'ébullition :

$$M = \text{EXP}(0,001423 T_{\text{eb}} + 3,6444) \quad (\text{III.8})$$

Ou :

T_{eb} : Température d'ébullition en °R.

III.2.3. Point d'éclair

a. Corrélation de l'API [22]

Une méthode de détermination du point d'éclair des fractions pétrolières est adoptée par l'API, elle est fonction de la température à 10% de volume distillé et elle est de la forme :

$$\frac{1}{T_f} = -0,024209 + \frac{2,84947}{T_{10}} + 3,4254 \cdot 10^{-3} \cdot \text{Ln} T_{10} \quad (\text{III.9})$$

T_f : Température du point d'éclair en °K ;

T_{10} : Température à 10% de volume distillé en °K.

b. Corrélation de NELSON [7]

NELSON propose une corrélation pour déterminer le point d'éclair des fractions pétrolières :

$$T_f = 0,64 T - 110 \quad (\text{III.10})$$

T_f : Température du point d'éclair en °F.

T : Température moyenne de l'intervalle entre les points 0 et 10% ASTM.

c. Corrélation de RIAZI-DAUBERT [7]

Ces deux auteurs proposent la corrélation suivant pour estimer le point d'éclair des fractions pétrolières : la température d'ébullition est remplacée par la température 10% ASTM.

Cette équation peut être utilisée jusqu'à une $T_{\text{mav}} = 1100^\circ\text{F}$:

$$T_f = -124,72 + 0,70704 T_{(10\% \text{ ASTM})} \quad (\text{III.11})$$

T_f et T sont exprimés en °F.

III.2.4. Viscosité cinématique

a. Corrélation d'ABBOTT et AL [23]

$$\text{Log } v_{37,8^\circ\text{C}} = 4,39371 - 1,94733\text{Kuop} + 0,12769\text{Kuop}^2 + 3,2629 \cdot 10^{-4} \cdot \text{API}^2 - 1,18246 \cdot 10^{-2} \cdot \text{Kuop} \cdot \text{API} + \frac{0,17161\text{Kuop}^2 + 10,9943\text{API} + 9,50663 \cdot 10^{-2} \cdot \text{API}^2 - 0,860218\text{Kuop} \cdot \text{API}}{\text{API} + 50,3642 - 4,78231 \cdot \text{Kuop}} \quad (\text{III.12})$$

$$\text{Log } v_{98,9^\circ\text{C}} = -0,463634 - 0,166532 \cdot \text{API} + 5,13447 \cdot 10^{-4} \cdot \text{API}^2 - 8,48995 \cdot 10^{-3} \cdot \text{Kuop} \cdot \text{API} + \frac{8,0325 \cdot 10^{-2} \cdot \text{Kuop} + 1,24899 \cdot \text{API} + 0,19768 \cdot \text{API}^2}{\text{API} + 26,786 - 2,6296 \cdot \text{Kuop}} \quad (\text{III.13})$$

b. Corrélation de BEG-AMIN-HUSSEIN [24]

Cette corrélation nécessite la connaissance des deux grandeurs : API et la température d'ébullition. Elle est donnée par la formule suivante :

$$v = A \cdot \text{EXP} \frac{B}{T} \quad (\text{III.14})$$

Ou :

v : viscosité cinématique en centistok

T : Température en °K ;

A et B : deux constantes données par les relations suivantes :

$$A = -0,0339 \cdot \text{API}^{0,188} + 0,241 \frac{T_{\text{eb}}}{B} \quad (\text{III.15})$$

$$B = \text{Exp} (5,471 + 0,00342 \cdot T_{\text{eb}}) \quad (\text{III.16})$$

Ou :

T_{eb} : Température d'ébullition à 50% volume distillé en °K.

C. Corrélation de l'API [25]

Cette corrélation est recommandée pour les fractions lourdes :

$$\text{Log} (v_{100^\circ\text{F}}) = -1,2926 + 9,461 \cdot 10^{-3} \text{Kuop} \frac{3,0522 \cdot \text{Kuop} + 9,9538 \cdot 10^{-2} \cdot \text{Kuop}^2}{\text{API} + 113,74 - 10,216 \cdot \text{Kuop}} \quad (\text{III.17})$$

$$\text{Log} (v_{210^\circ\text{F}}) = -0,878 + \frac{3,0952 \cdot \text{Kuop} - 5,8946}{\text{API} + 121,12 - 10,725 \cdot \text{Kuop}} \quad (\text{III.18})$$

III.2.5. Indice de réfraction

Des fractions pétrolières peuvent être estimées à partir de corrélations. En admettant l'additivité des contributions, on peut déduire l'indice de réfraction d'un mélange ou d'une fraction pétrolière connaissant la composition selon l'équation

L'indice de réfraction de la fraction pétrolière sera donc déduit à partir des indices de réfraction des constituant de cette fraction en différentes familles (paraffines, Naphtènes, Aromatique). [17]

a. Corrélation de LIPKIN-MARTIN [26]

$$n_D^{20} = \frac{69,878.d_4^{20} - 0,4044A.d_4^{20} - 0,597A + 136,566}{5,543d_4^{20} - 0,746A + 126,683} \quad (\text{III.19})$$

Avec :

$$A = 55,3 + \frac{3516}{M+12} \quad (\text{III.20})$$

d_4^{20} : densité à 20°C : (g /cm³).

M : masse molaire (g /mol).

b. Corrélation de RIAZI DAUBERT I [19]

$$n_D^{20} = [(2I+1)/(I-1)]^{1/2} \quad (\text{III.21})$$

Avec:

I : Indice de corrélation peut être déterminé par la corrélation RIAZI DAUBERT

$$I = 0,3773.T_{eb}^{-0,02269} . SpGr^{0,9182} \quad (\text{III.22})$$

T_{eb} : Température d'ébullition en °K.

c. Corrélation de RIAZI DAUBERT II [19]

$$n_D^{20} = [(2I+1)/(I-1)]^{1/2}$$

$$I = 2,34348.10^{-2} . [\text{Exp}(7,029.10^{-4} . T_{eb} + 2,468 . SpGr - 1,0267.10^{-3} . T_{eb} . SpGr)] . T_{eb}^{0,0572} . SpGr^{-0,720}$$

(III.23)

T_{eb} : Température d'ébullition en °K.

SpGr: Specific gravity à 60/60°F.

III.2.6. Point d'aniline

a. Corrélation de LINDER [22]

Cette corrélation donne le point d'aniline des fractions pétrolières, elle est de la forme

$$PA = -183,3 + 0,27 \cdot API \cdot T_{eb}^{1/3} + 0,317 \cdot T_{eb} \quad (\text{III.24})$$

PA : Point d'aniline en °C.

API : Densité en degré API

T_{eb} : Température d'ébullition en °K

b. Corrélation en CHEMCAD [28]

En CHEMCAD la relation suivante est utilisée pour le calcul de point d'aniline des fractions pétrolières.

$$PA = -1253,7 - 0,139 T_{eb} + 107,8 \cdot Kuop + 868,7 \cdot Sg \quad (\text{III.25})$$

PA : Point d'aniline des fractions pétrolières en °R.

T_{eb} : Température d'ébullition en °R.

SpGr : Spécifique gravité à 60°F/60°F.

Kuop : Le facteur de caractérisation de Watson déterminé à partir de l'abaque figure.

c. Corrélations de Robert [22]

La corrélation est de la forme suivante.

$$PA = \frac{M - 1705,45 \cdot n_{20} - 792,93 \cdot d_{20} + 3287}{4,553} \quad (\text{III.26})$$

PA : Point d'aniline °F.

d_{20} : Densité à 20°C.

n_{20} : Indice de réfraction à 20°C.

III.3. Conclusion

Nous avons proposé plusieurs corrélations pour l'estimation des différentes propriétés physico-chimique des fractions pétrolières sans avoir recours à l'expérimentation. La fiabilité de ces corrélations sera examinée dans le chapitre V.

Chapitre IV

*Essais expérimentaux et
résultats d'analyse*

IV.1.Introduction

Une caractérisation la plus détaillée possible a été menée sur le pétrole brut. Pour ce faire une série d'analyse préliminaire visant à déterminer les principales propriétés physico-chimiques a été conduite. Par la suite le pétrole brut a été soumis à différents procédés de fractionnement cités dans la partie théorique et cela afin d'obtenir les fractions pétrolières pour les analyser.

Le présent chapitre est subdivisé en deux parties :

La première est consacrée à une brève description des essais qui ont été au laboratoire.

La deuxième partie expose et discute les différents résultats expérimentaux.

Partie A : Essais expérimentaux

IV.2.Caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut et des fractions pétrolières

Les différents essais préliminaires effectués sur le pétrole brut et les fractions pétrolières sont décrits ci-après, pour une meilleure évaluation de ces dernières. Les modes opératoires pour la mesure de chaque propriété sont expliqués dans ce chapitre et les photos et mode opératoire des appareils sont présentées en Annexe B.

IV.2.1 Densité

Il existe plusieurs appareillages pour estimer cette propriété, sa détermination au laboratoire a été réalisée à l'aide d'un densimètre électronique de marque DMA 48 à tube en U oscillant. Essai fait l'objet de la norme ASTM D4052.

Principe

Le principe de cet appareil est la mesure de la période d'oscillation d'un corps soumis à sa propre masse à une fréquence donnée qui est liée à sa masse volumique à une température de 20°C, et à l'aide des tables répondant à la norme ASTM D1250. La densité à 15 °C peut être déduite.

IV.2.2 Masse moléculaire

Les méthodes de détermination de la masse moléculaire sont délicates à mettre en œuvre, nous avons donc recours à des corrélations et des abaques faisant intervenir des grandeurs physiques différentes. La détermination de la masse moléculaire au

laboratoire s'est effectuée à l'aide de l'abaque qui est en fonction du Kuop et de la densité. Cet abaque est joint en en Annexe B.

IV.2.3 point d'éclair

Sa détermination a été réalisée dans un appareil de marque HERZOG et elle est régie par la norme ASTM D56.

Principe

Son essais consiste à chauffer dans un creuset ouvert ou fermé à vitesse déterminée un échantillon du produit jusqu'à ce qu'une quantité suffisants d'éléments volatils soit vaporisée et puisse être enflammée sur la surface du produit à analyser sous l'effet d'une petite flamme placée au-dessus du creuset. La température du produit est alors notée, elle correspond au point d'éclair ou ce qu'on appelle en anglais (flash point).

IV.2.4 Viscosité

La détermination de la viscosité cinématique est couverte par la norme ASTM D445.

Principe

L'appareillage utilise des viscosimètres capillaires de type UBBELOHDE et CANNON-FENSKE dans des bains de viscosité soit en huile silicone soit en eau, selon la fraction à examiner .Il s'agit de mesurer le temps d'écoulement mis par un certain volume de la prise d'essai pour traverser deux orifices calibrés. La viscosité cinématique est donnée par le produit de la constante du capillaire et d'un temps mesuré par chronomètre :

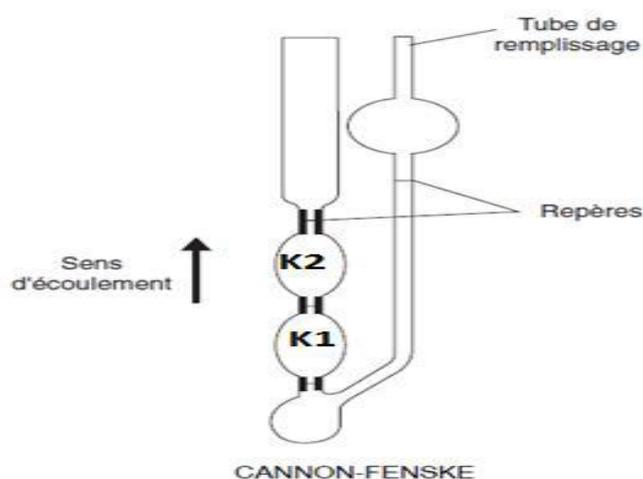


Figure IV.1 : Schéma de viscosimètre CANONE FENSKE.

$$v = \frac{(K1 \cdot T1 + K2 \cdot T2)}{2}$$

Ou :

V : Viscosité cinématique en centistokes (cSt).

K1 et K2 sont respectivement les constantes du bulbe 1 et 2 du viscosimètre.

T1 : le temps de passage à travers le premier bulbe.

T2 : le temps de passage à travers le deuxième bulbe.

Nous avons en outre examiné le comportement global du brut lors de la distillation TBP à travers les distillations ASTM des coupes pétrolières.

IV.2.5.Indice de réfraction

La mesure de l'indice de réfraction a été réalisée à l'aide du réfractomètre d'ABBE, selon la norme Américaine **ASTM D1218**

Principe

L'indice de réfraction est déterminé à la température de 20°C pour les hydrocarbures liquides à partir de l'angle de réfraction d'un rayon lumineux.

IV.2.6.Point d'aniline

La détermination du point d'aniline est prévue par la norme **ASTM D611**

Principe

La méthode consiste à introduire respectivement deux volumes de 10 cm³ d'aniline et de produit à analyser dans un tube à essai, le mélange est ensuite chauffé jusqu'à ce qu'il soit homogène, il est ensuite refroidi à une vitesse définie. La température à laquelle les deux phases se séparent est le point d'aniline, elle est déterminée à l'aide d'un thermomètre centré dans le tube.

IV.2.7.Facteur de caractérisation Kuop

La détermination au laboratoire du facteur de caractérisation Kuop se fait à partir de l'abaque de Watson (méthode UOP375-59) en connaissant la viscosité cinématique et le degré API de la fraction pétrolières ou du pétrole brut dont on veut situer sa tendance. Cet Abaque est jointe en Annexe B.

Partie B : Résultats et discussions.

IV.3.Résultats de la valorisation du pétrole brut et ses fractions pétrolières :

IV.3.1.Caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut

Les principales caractéristiques du pétrole brut obtenu par des expériences au laboratoire sont représentées dans le tableau IV.1.

Tableau IV.1. Propriétés physico-chimiques du pétrole brut.

Caractérisation	Résultats
Densité à 15°C, g/cm ³	0,8151
Densité à 20°C, g/cm ³	0,8113
SpGr 60/60°F	0,8158
°API	41,9
Viscosité cinématique en cSt à :	
.20, 0°C/68°F	4,25
.37, 8°C/100°F	3,77
Tension de vapeur Reid, Kg/cm ²	0,62
Teneur en eau par extraction,% vol	nulle
Teneur en eau et sédiments, BSW,% vol	nulle
Teneur en soufre,% pds	0,1053
Point d'éclair, vase fermé, °C	<15
Point d'écoulement, °C	-41,4
Indice d'acidité, mg KOH/g	0,257
Teneur en azote,% pds	0,0117
Facteur de caractérisation, Kuop	12,25
Poids moléculaire, g/mol	216
Pouvoir calorifique supérieure, Kcal/Kg	11050

Commentaire

D'après les résultats présentés dans le tableau, nous pouvons constater que le pétrole étudié est léger, sa densité est de 0,8151 à 15°C. Sur la base de la valeur de facteur de caractérisation (KUOP =12,25) nous pouvons dire que notre brut appartient à la famille des hydrocarbures mixtes à tendance paraffinique.

Sa faible valeur de la viscosité, dénotent la présence des composés légers.

C'est un brut caractérisé par une faible teneur en soufre ($<0,5\%$ Kg/cm²), et un point d'éclair ($<15^{\circ}\text{C}$) qui permettent de faciliter son transport et le pompage.

Ce brut présente un pouvoir calorifique assez important (11050Kcal/Kg) permettant ainsi une meilleure combustion des produits pétroliers .

IV.3.2. Distillation ASTM du Pétrole brut

Cet essai se fait selon la norme ASTM D86 (Annexe B).

Principe

Le principe est basé sur une distillation de 100ml d'une prise d'essai du pétrole brut ou ses fractions effectuée dans des conditions bien précises.

Mode opératoire

L'appareil comporte un ballon de 100 ml de produit chauffé, lorsque le mélange commence à bouillir, les vapeurs formées sont condensées dans un tube en cuivre baignant dans un mélange de glace d'eau et de glace pilée, puis recueillir dans éprouvette graduée.

L'apparition de la première goutte du produit pétrolier correspond à une température que nous appelons le point initiale de la distillation. Ensuite nous relevons régulièrement les températures qui correspondent respectivement à 5%,10% ,20%...95% du produit distillé recueillis.

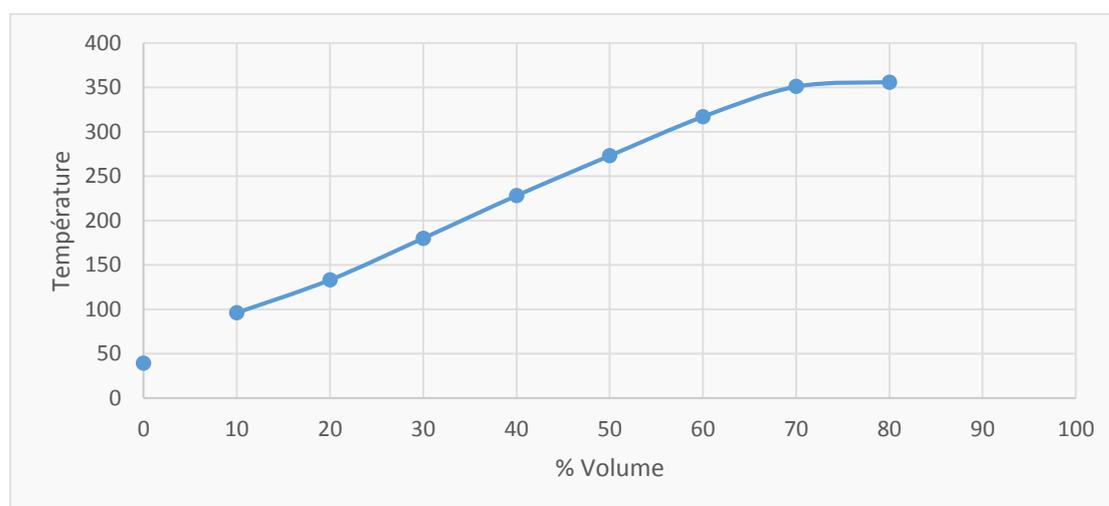
Lorsque 95% du produit est distillé, il suffit de suivre l'évolution de la température qui passe par un maximum puis décroît par suite de l'altération thermique de la dernière trace de liquide dans le ballon.

Les résultats de la distillation ASTM effectués sur le pétrole brut sont regroupés dans le tableau suivant :

Tableau IV.2 Résultats d'analyse de la distillation ASTM du pétrole brut

Caractérisation	Résultats
Point initial, °C	39
5 % Vol	-
10 "	96
20 "	133
30 "	180
40 "	228
50 "	373
60 "	317
70 "	351
80 "	356
90 "	-
95 "	-
Point final, °C	357
Distillat,% Vol	84,0
Résidu "	Coke
Pertes "	-

-Le pourcentage en résidu on ne peut pas le mesuré à cause de la formation du coke, et par conséquent le pourcentage en perte ne peut pas être calculé.

**Figure IV.2** : Courbe de distillation ASTM du pétrole brut

Commentaire

Les résultats expérimentaux donnent un point initial de cette distillation de 39°C est dû à la bonne condensation par le système de réfrigération utilisé, le pourcentage volumique distillé à 273°C est de 50%, donc on considère que le brut est riche en gas-oil, et leur pourcentage totale distillé à 351°C est 70% de la charge initiale, ce qui mène à dire que ce pétrole a un faible pourcentage de produit lourd (résidu).

IV.3.3. Distillation TBP

Cette distillation est régie par la norme ASTM D2892 et correspond à une technique de laboratoire. (Annexe B).

Principe

Le principe est basé sur la distillation d'une prise d'essai réalisée dans colonne de type OLDERSHAW à 30 plateaux réel, effectuée en trois étapes :

- Dégazage ;
- Distillation à pression atmosphérique ;
- Distillation sous vide (40 mm Hg puis 10 mm Hg).

Mode opératoire

- Déterminer la densité de l'échantillon.
- Peser le ballon vide puis avec échantillon afin de déterminer la charge.
- Réaliser le montage et faire circuler le liquide de réfrigération (éthanol) à 20°C.
- Chauffer progressivement l'échantillon à l'aide du rhéostat pour permettre aux vapeurs de monter dans une colonne et atteindre le condenseur (tête de colonne) ou on remarque une chute de température jusqu'à 0°C.
- Une fois que la température a chuté, commencer la débutanisation en arrêtant la circulation du réfrigèrent (cette débutanisation est réalisée jusqu'à ce que la température atteindra 12°C).
- Une fois que la température est stabilisée, noter point initial commencer à distillé jusqu'à 65°C tout en refroidissant le recueil de cette fraction à une température inférieure à 0°C.
- La fraction C₅-65°C recueillie est pesée, son indice de réfraction et sa densité sont déterminés.

-Continuer la distillation atmosphérique de 5°C, avec un taux de reflux de 5:1, jusqu'à une température 220°C. Peser et déterminer la densité et l'indice de réfraction pour chaque fraction.

A partir de 220°C, opérer sous vide car la probabilité de craquage augmente.

Remarque : une fois qu'on remarque qu'il n'y a plus de liquide qui descend du piège d'hydrocarbures (approchement à 100°C en tête de colonne), enlever et peser le après l'avoir soigneusement essuyé, puis acheminer vers le service de Chromatographie (bien refroidi) pour l'analyser par le service de CPG.

Distillation réduit à 40 mm Hg

C'est l'étape qui préside l'étape atmosphérique jusqu'à une température de 320°C sans craquage de liquide.

-Pour réduire la pression à 40 mm Hg, relier le système de contrôle et de pompage à l'appareil, puis chauffé le ballon progressivement jusqu'à ce que la température en tête de la colonne se stabilise à la température avoisinant 220°C puis commencer distillé chaque 10°C jusqu'à 320°C en maintenant un taux de reflux 5 :1

-Pour chaque fraction déterminer sa densité, son indice de réfraction et son poids.

-Laisser l'installation se refroidit pour passer à l'étape suivante.

A partir de 320°C, réduire la pression à 10mm Hg car la probabilité de craquage au-delà de 320°C à 40 mm Hg.

Distillation réduite 10 mm Hg

C'est étape qui précède l'étape de distillation à 40 mm Hg. On précède de la même manière jusqu'à atteindre une pression de 10mm Hg est une température maximale de 400°C.

-Continuer la prise de coupes jusqu'à atteindre le point maximum souhaité ou jusqu'à ce que la charge indique des signes de craquement.

-Un craquement prononcé est prouvé par l'évolution des gaz comme il est indiqué par la haute pression ainsi que l'apparition d'un brouillard dans le ballon.

-Fermer la Vane de reflux ainsi que le système de chauffe. Laisser le contenu refroidir à une température permettant d'entamer la distillation à une pression inférieure sans ébullition.

-Peser toutes les fractions et déterminer leur densité à 20°C et leur indice de réfraction à 20°C.

A la fin de chaque fraction de distillat et à chaque point de coupe, noter les observations suivantes :

- Le volume en millilitres observé à une température ambiante,
- La température de vapeur et la température du liquide en °C.
- La chute de pression dans la colonne en mm Hg.
- La pression d'exploitation mesurée en tête de colonne en mm Hg absolu avec correction.

Distillation sous pression réduite 5 mm Hg

Cet essai se fait selon la norme ASTM D1160.

Cette étape se fait pour le résidu atmosphérique selon les étapes suivantes :

- Vingt programmes de distillation peuvent être stockés en mémoire. Chaque programme est identifié par un numéro de programme et le nom de l'échantillon.
- Un programme réservé au nettoyage est également stocké, cela permet un nettoyage rapide de la colonne à l'aide du toluène.
- Une fois que le programme est créé on procède à l'essai :
- Taper sur M.
- Faire entrer la densité de l'échantillon à la température de l'éprouvette et valider.

L'essai se déclenche.

- Les volumes distillés sont affichés dans l'écran.
- Une fois que l'essai est terminé, attendre la dépressurisation indiquée par une alarme.
- Lancer l'impression des résultats.

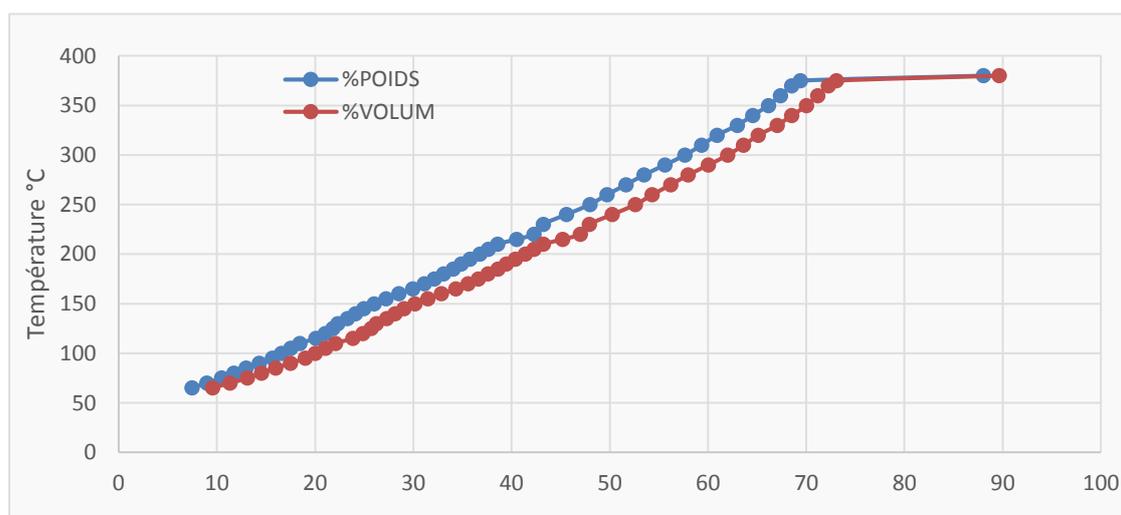


Figure IV.3 : La courbe de distillation TBP représente le pourcentage volumique cumulé et de point cumulé de distilla en fonction de la température d'ébullition.

Commentaire

Dans la phase de dégazage, nous avons récupéré une quantité importante de gaz non condensable qui présente 3,33% du volume totale pour les analyses de Chromatographie en phase gazeuse.

La température 16,2°C représente le point initiale de la TBP ce qui correspond à la température d'ébullition du constituant le plus volatile.

Pour la distillation à pression atmosphérique, nous avons récupéré 32 fractions pétrolières dont le pourcentage volumique est de 41,87% par rapport à la charge, ce qui montre encore que le brut riche en produit léger.

En ce qui concerne la distillation sous vide de 40 mm Hg, elle nous permis de récupérer 10 fractions dont le pourcentage volumique est de 18,42%, par rapport à la charge totale des fractions pétrolières moyennes

Le deuxième sous vide de 10 mm Hg, il nous a permet d'avoir 7 fractions de pourcentage en volume égale à 9,45 % par rapport à la charge initiale indiquant le rendement en fractions lourdes.

En fin, cette distillation nous a permis de récupérer un résidu de 10,35% en volume de la charge initiale, cela veut dire que 89,65 % de la charge a été distillé. La distillation TBP de ce pétrole brut nous a donc permis de recueillir 49 fractions.

IV.3.4. Bilan de valorisation des coupes larges

Le schéma de valorisation utilisé dans le cadre de la présente étude est comme suite

Schéma 1	Schéma 2	Schéma 3
C ₅ -80°C	C ₅ -80°C	C ₅ -80°C
80-165°C	80-165°C	80-165°C
165-250°C	165-250°C	165-350°C
250°C-320°C	250-320°C	350 ⁺
375 ⁺ °C	320-375°C	
	375 ⁺	

Rendement en coupes larges ont été calculés à partir des données de la distillation TBP, ces derniers sont donnés dans le tableau présenté ci –après :

Tableau IV.3 : Bilan de valorisation des coupes larges du pétrole brut.

Coupes	d_4^{15}	%Pds	Position sur brut	%Vol	Position sur brut
Légers + Pertes <PI	0,5827	02,38	00,00-02,38	03,33	00,00-03,33
Essence légère C ₅ -80°C	0,6594	08,10	02,38-10,48	09,78	03,33-13,11
Essence totale C ₅ -165°C	0,7137	26,16	02,38-28,54	29,53	03,33-32,86
Essence lourde 80-165°C	0,7360	18,06	10,48-28,54	19,75	13,11-32,86
Kérosène 165-250°C	0,8000	17,04	28,54-45,58	17,38	32,86-50,24
Gas-oils 165-350°C	0,8241	36,01	28,54-64,55	35,66	32,86-68,52
250-320°C	0,8384	13,78	45,58 -59,36	13,38	50,24-63,62
250-375°C	0,8481	22,94	45,58-68,52	22,00	50,24-72,24
320-375°C	0,8617	09,16	59,36-68,52	08,62	63,62-72,24
Fuel-oil 380-530°C	0,9035	18,63	69,41-88 ,04	16,58	73,07-89,65
Résidus 350 ⁺	0,9179	35,45	64,55-100,00	31,48	68,52-100,00
375 ⁺	0,9226	31,48	68,52-100,00	27,76	72,24-100,00
380 ⁺	0,9258	30,59	69,41-100,00	26,93	73,07-100,00
530 ⁺	0,9418	11,96	88,04-100,00	10,35	89,65-100,00

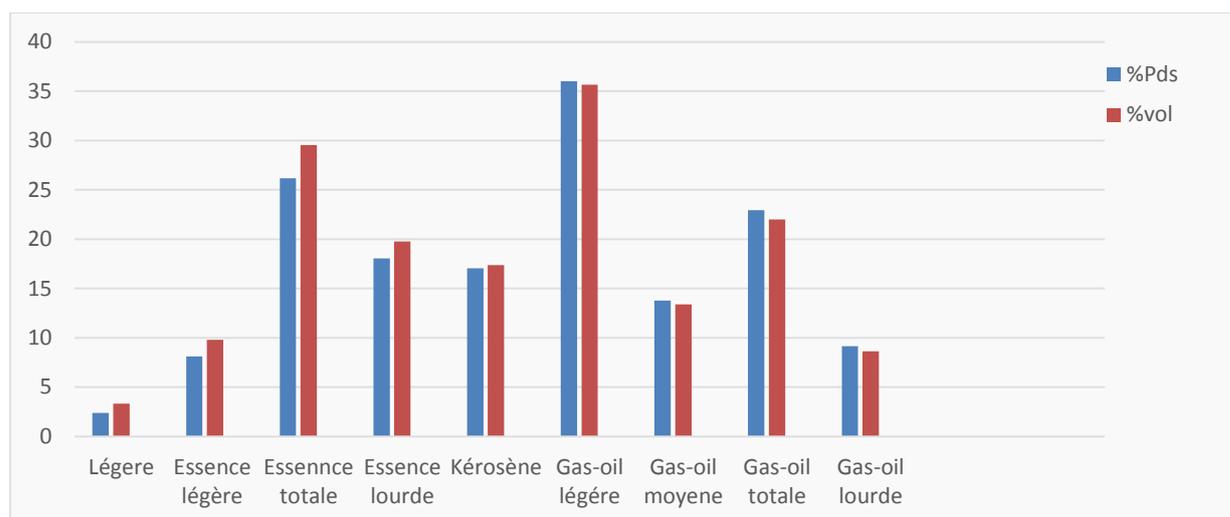


Figure IV.4 : Les coupes larges du brut.

La figure IV.3 présente le découpage de pétrole brut effectué au laboratoire. Il ressort que ce brut contient :

- Une fraction de GPL ayant un pourcentage volumique de 3,33 pour une température d'ébullition inférieure $<P_i$
- Une fraction légère de l'essence comprenant une essence légère ayant un pourcentage en volume 9,78% et un intervalle de température $C_5-80^{\circ}C$, essence totale a en volume 29,53% et leur intervalle de température $C_5-165^{\circ}C$, essence lourde ayant un pourcentage en volume 19,75% et $80-165^{\circ}C$ de température d'ébullition.
- Une fraction de type Kérosène avec un pourcentage en volume de 17,38% ayant un intervalle de température d'ébullition comprise entre $165-250^{\circ}C$.
- Une fraction de type Gas-oil comprenant du gas-oil léger, moyen, totale et lourde avec un pourcentage en volume de 35,66% pour léger, 13,38 pour moyen, 22,00 pour totale et 08,62 pour lourde ayants des intervalles des températures respectivement de $165-350^{\circ}C$, $250-350^{\circ}C$, $250-375^{\circ}C$, et $320-375^{\circ}C$.
- Une fraction de type Fuel-oil avec un pourcentage volumique de 16,58% ayant un intervalle de température d'ébullition entre $380-530^{\circ}C$.
- Un résidu ayant un rendement en volume de 96,52% pour une température d'ébullition entre $350-530^{\circ}C$.
- D'après ce découpage on conclut que ce pétrole brut riche en Gas-oil et résidu atmosphérique avec des pourcentages respectivement de 36,01 et 35,45 % en poids.

IV.3.5. Analyse des légers C₅

Les vapeurs ainsi formées dans la première étape de distillation seront condensé en tête de colonne dans des pièges alimentés de neige carbonique afin de piéger les gaz dissous (C₅) qui seront analysés ultérieurement par chromatographie en phase gazeuse (CPG).

Les résultats par la chromatographie en phase gazeuse qui sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau IV.4 : Résultat d'analyses des légers C₅ par chromatographie en phase gazeuse.

Constituants	% Poids	% Volume
C ₂	0,01	0,01
C ₃	0,14	0,22
I C ₄	0,31	0,44
n C ₄	1,50	2,10
I C ₅	0,27	0,36
n C ₅	0,15	0,20
-----	-----	-----
Total	2,38	3,33

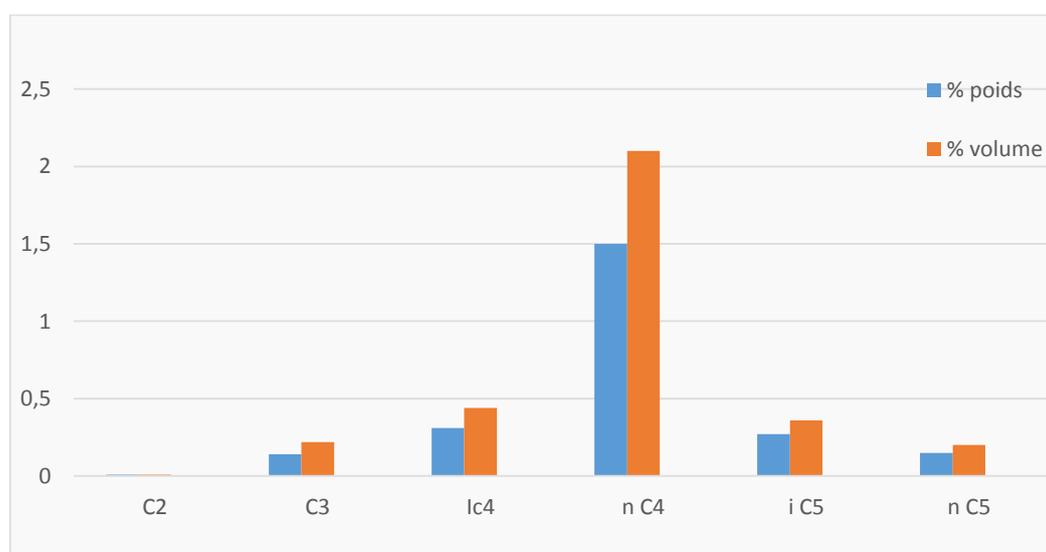


Figure IV.5 : Histogramme de la coupe GPL.

Commentaire

Les gaz récupérés en tête de colonne sont de type éthane, propane, butane (iso et normal) et pentane appartenant à la catégorie des gaz légers.

Le gaz normal butane (n C₄) se présente comme le pourcentage le plus élevé soit poids et volume dans notre fraction C₅. Le pourcentage d'éthane est nul est due à l'évaporation.

IV.3.6. Caractérisation physico-chimique des coupes Essence

Nous avons caractérisé les différentes coupes essence issues de la distillation TBP du brut. Les résultats obtenus sont regroupés dans le tableau suivant :

Tableau IV.5 : caractéristiques physico-chimiques des coupes Essence

Coupes	Essence légère C ₅ -80°C	Essence totale C ₅ – 165°C	Essence lourde 80°C -165°C
Rendement sur brut			
% Pds	08 ,10	26,16	18,06
% Vol	09,78	29,53	19,75
Position sur brut			
%Pds	02,38-10,48	02,38-28,54	10,48-28,54
% Vol	03,33 -13,11	03,33 -32,86	13,11 -32,86
Densité à15°C	0,6594	0,7137	0,7360
Densité à 20°C	0,6545	0,7091	0,7314
SpGr	0,6600	0,7143	0,7367
°API	82,9	66,6	60,6
Indice de réfraction à 20°C	1,3803	1,4094	1,4180
Point d'aniline, °C	-	58,6	57,4
Tension de vapeur Reid, Kg/cm ²	0,87	0,42	0,18
Corrosion à la lame de cuivre, 3H à 50°C	-	négatif	négatif
Point moléculaire, g/mol	81	104	114
Facteur de caractérisation, KUOP	12,62	12,26	12,12
Teneur en carbone (C.P.G)*			
-Aromatique, % C _A	00,01	02,05	04,13
-Naphténique, % C _N	13,67	27,40	36,30
-Paraffinique, % C _P	86,32	70,55	59,57

(*) La teneur en carbone a été obtenue par calcul (Chromatographie en phase gazeuse).

IV.3.7. Distillation ASTM des coupes Essence

Le tableau présenté ci –après regroupe les résultats lors de la distillation ASTM des différentes coupes essence (légère, lourde et essence totale).

Tableau IV.6. Résultats de la distillation ASTM des coupes Essence.

Coupes	Essence légère C ₅ -165°C	Essence Totale C ₅ -165°C	Essence lourde 80 -165°C
Rendement sur brut			
% Pds	08,10	26,16	18,06
% Vol	09,78	29,53	19,75
Position sur brut			
% Pds	02,38 -10,48	02,38 -28,54	10,48 – 28,54
% Vol	03,33 -13,11	03,33- 32,86	13,11 - 32 ,86
Point initiale, °C	35,1	42,7	80,8
5 %Vol	43,8	63,0	96,6
10 “	45,2	68,8	99,4
20 “	47,5	76,9	103,2
30 “	49,5	85,2	107,1
40 “	51,7	94,1	111,6
50 “	54,1	102,6	116,9
60 “	57,1	111,4	122,5
70 “	60,9	121,0	129,3
80 “	65,7	131,0	136,4
90 “	71,7	142,9	146,0
95 “	77,0	151,0	151,9
Point Final, °C	81,3	158,4	162,5
Distillat % Vol	98,1	98,4	99,8
Résidu “	0,3	0,7	0,1
Pertes “	1,6	0,9	0,1

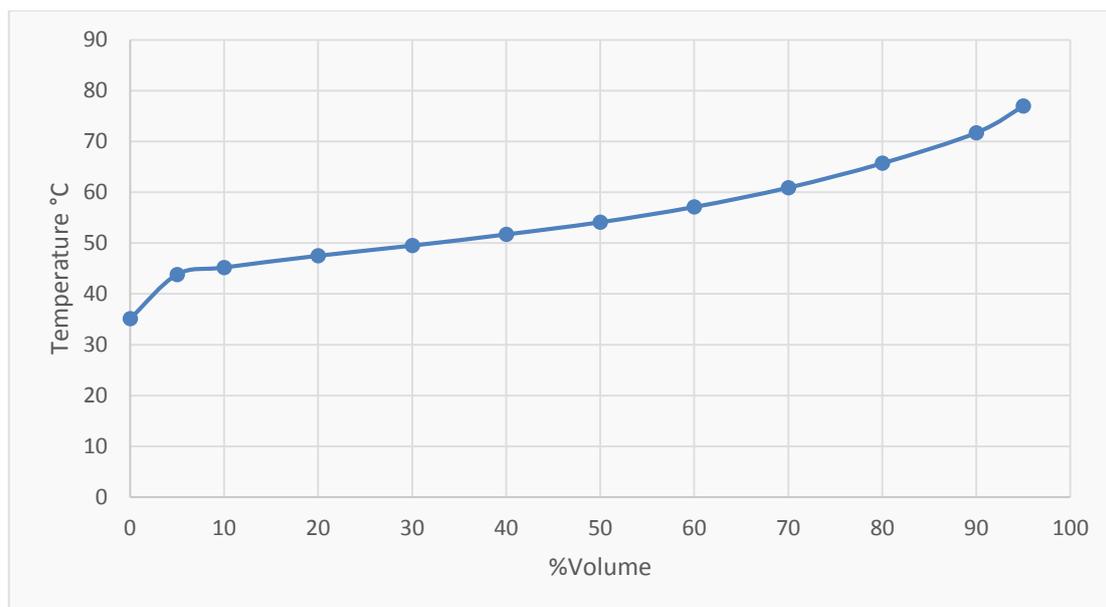


Figure IV.6 : Courbe de distillation ASTM de la coupe Essence légère.

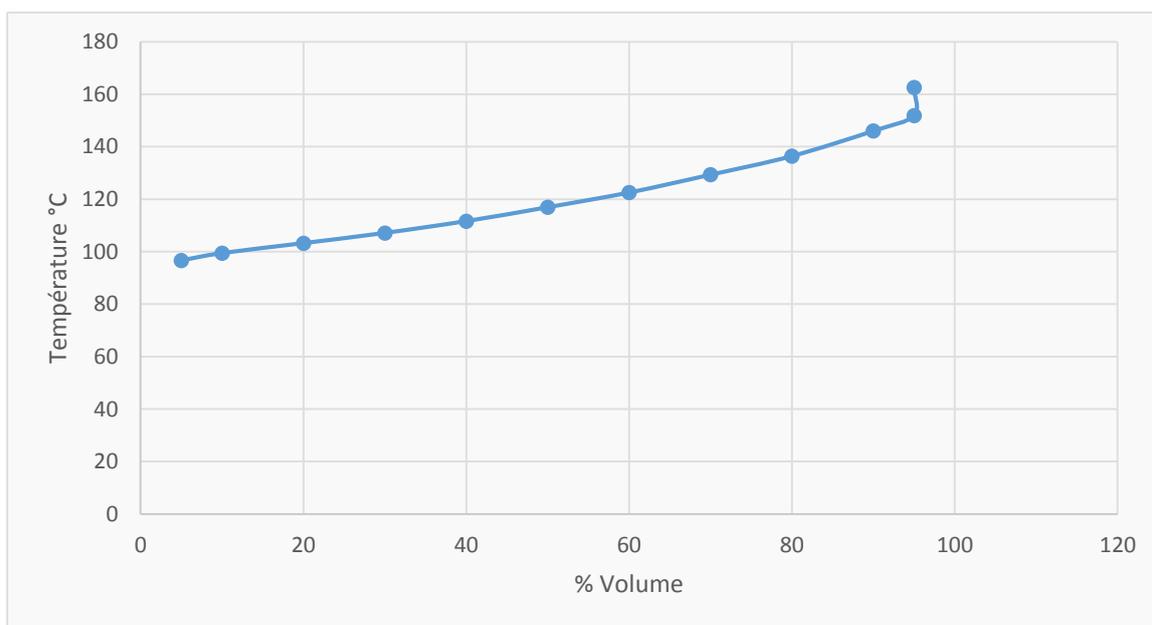


Figure IV.7 : Courbe de distillation ASTM de la coupe Essence lourde.

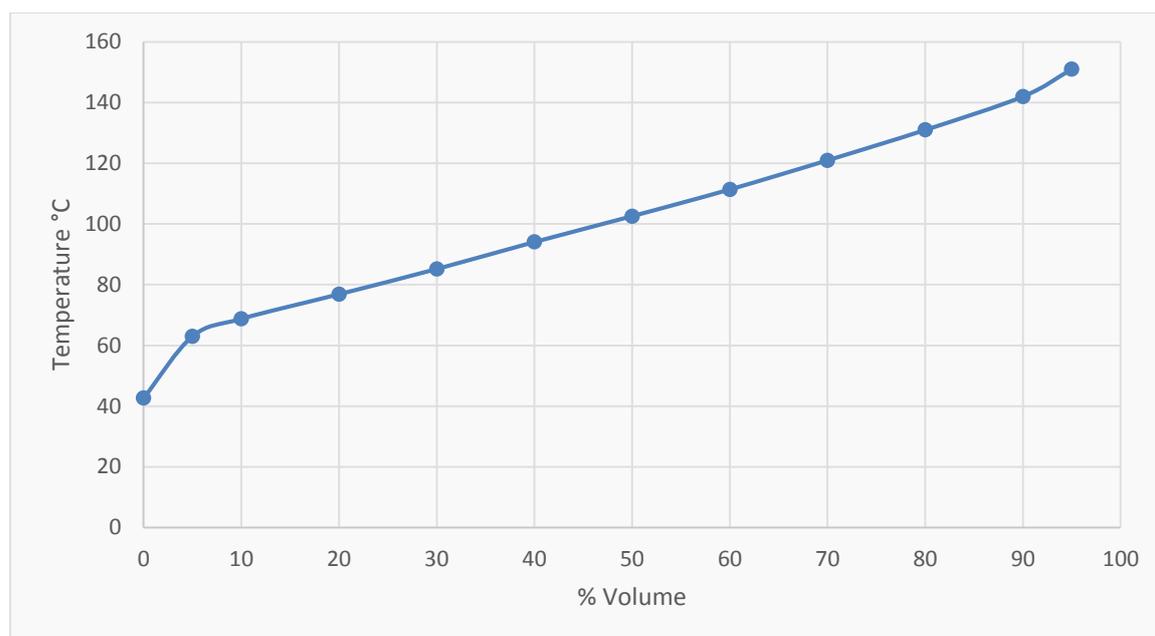


Figure IV.8 : Courbe de distillation ASTM de la coupe Essence totale.

Commentaire

D'après les résultats obtenus nous avons constaté que le point 10% correspond à la température d'ébullition de 68,8°C est conforme à la norme imposé (température inférieure à 70°C), ce dernier est représentatif de la valeur minimale en fraction légère, telle qu'en période de froid il y ait une vaporisation suffisante pour assurer le démarrage de moteur.

Le point 50% correspond à une température d'ébullition de 102,6°C répond à la norme (Température inférieure 140°C), qui assure une volatilité correcte de la fraction de cour de l'essence, pour que le moment de reprise de moteur, il y ait une bonne vaporisation du carburant permettant de tirer le maximum de puissance.

Enfin, le point 95% correspond à la température 151°C répond à la norme (température inférieure 195°C), le point finale présenté par une température 158,4°C qui correspond à la norme (température inférieure à 205°C) et le résidu doit être inférieur ou égale à 3%, sinon on aura une mauvaise vaporisation de la queue de l'essence

IV.3.8. Caractérisation physico-chimique de la coupe Kérosène

Nous présentons dans le tableau suivant les résultats de la caractérisation de la coupe Kérosène

Tableau IV.7 : Caractéristiques physico –chimiques de la coupe Kérosène.

Coupes	Kérosène 165 -250°C
Rendement sur brut	
%Pds	17,04
%Vol	17,38
Position sur brut	
%Pds	28,54 - 45,58
%Vol	32,86 - 50,24
Densité à 15°C	0,8000
°API	45,2
Indice de réfraction à20°C	1,4529
Viscosité cinématique en cSt à :	
.20, 0°C/68°F	1,81
.37, 8°C/100°F	1,18
.50, 0°C/122°F	0,96
Teneur en soufre,% Pds	0,0102
Corrosion à la lame de cuivre ,3H à50°C	négatif
Point d'aniline, °C	60,4
Indice d'acidité, mg KOH/g	0,025
Point d'écoulement, °C	-48,6
Point d'éclair, vase fermé, °C	55
Poids moléculaire, g/mol	162
Facteur de caractérisation, KUOP	11,90
Pouvoir calorifique supérieur, Kcal/Kg	11060
Teneur en aromatique (*)	
-Mono aromatique,% pds	15,90
-Diaromatiques,%pds	2,05
-Polyaromatiques,%pds	0,07
Teneur en carbone (PNA) **	
-Aromatiques,% °C _A	22,18
-Naphténiques,% °C _N	17,55
-Paraffinique,% °C _P	60 ,27

(**) La teneur en carbone a été obtenue par calcul (méthode n. d .P .a).

(*)La teneur en mono, di et polyaromatique a été obtenue par la méthode spectrophotométrie U.V.

IV.3.9. Distillation ASTM de la coupe Kérosène

Tableau IV.8 : Résultats d'analyse de la distillation ASTM de la coupe Kérosène.

Coupe	165 -250°C
Rendement sur brut	
% Pds	17,04
% Vol	17,38
Position sur brut	
% Pds	28,54 - 45,58
% Vol	32,86 - 50,24
Point initial, °C	171,4
5 % Vol	183,3
10 “	186,3
20 “	189,9
30 “	192,5
40 “	196,0
50 “	200,7
60 “	205,5
70 “	211,3
80 “	218,1
90 “	225,8
95 “	230,9
Point Final, °C	239,9
Distillat % Vol	99,4
Résidu “	0,4
Pertes “	0,2

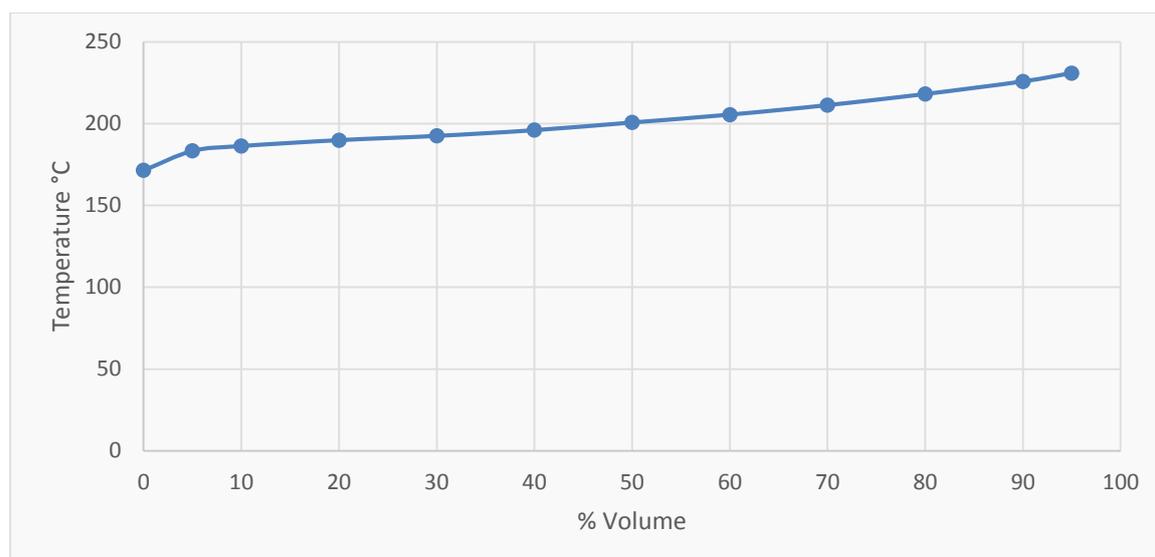


Figure IV.9 : Courbe de distillation ASTM de la coupe Kérosène.

Commentaire

Les résultats obtenus lors de la distillation ASTM de la coupe kérosène relèvent que le point 10% correspondant à 186,3°C obéit bien à la norme puisque celle-ci réclame une température d'ébullition inférieure à 204°C, de même pour le point 50% correspondant à la température 200,7°C qui correspond à la norme (température inférieure à 232°C). On remarque que le point final correspond à 239,9 °C et le résidu égale à 0,4 sont eux aussi en accord avec la norme qui sont correspond respectivement à 288 °C et 1,5%.

IV.3.10. Caractéristiques physico – chimiques des coupes Gasoil

Le tableau ci –après regroupe les résultats obtenus lors de la caractérisation des différentes coupes gasoil (gasoil léger, moyen, totale et gasoil lourde).

Tableau IV.9 : Caractérisation physico –chimique des coupes Gasoil.

Coupes	Gasoil léger 250 - 320°C	Gasoil moyen 250 -375°C	Gasoil totale 165 -350°C	Gasoil lourd 320 -375°C
Rendement sur brut				
% Pds	13,78	22,94	36,01	09,16
% Vol	13,38	22,00	35,66	08,62
Position sur brut				
% Pds	45,58- 59,36	45,58 -68,52	28,54- 64,55	59,36- 68,52
% Vol	50,24- 63,62	50,24-72,24	32,86- 68,52	63,62- 72,24

Densité à 15°C	0,83384	0,8481	0,8241	0,8617
°API	37,1	35,2	40,0	32,6
Indice de réfraction à 20°C	1,4731	1,4762	1,4663	1,4860
Viscosité cinématique en cSt				
.20°C /68°F	5,44	9,83	3,43	16,65
.37,8° C/100°F	3,44	5,72	2,35	8,61
.50°C /122°F	2,68	4,26	1,94	5,99
.70°C /158°F	1,85	2,78	1,38	3,67
.98, 9°C /320°F	1,12	1,73	0,92	2,24
Indice Diesel	58,90	59,02	61,39	56,95
Indice de cétane	54,5	54,5	57,0	53,0
Indice à la lame de cuivre, 3H à 50°C	négatif	négatif	négatif	négatif
Point d'écoulement, °C	-20,1	-15	-28	-2,5
Couleur ASTM	0,5 L	1,0 L	0,5L	1,0L
Point d'aniline, °C	70,4	75,4	67,4	79,4
Indice d'acidité, mg KOH /g	0,023		0,011	0,025
Poids moléculaire, g/mole	214	246	194	274
PCS, Kcal /Kg	10920	10910	10970	10860
Facteur de caractérisation, KOUP	11,90	12,00	11,90	1200
Teneur en soufre, % Pds	0,0263	0,0741	0,0321	0,01047
Température limite de filtrabilité, °C	-18	-6	-25	+1
Teneur en aromatique (*)				
-Mono aromatique, % Pds	13,17	15,51	15,88	15,09
-Diaromatique, % Pds	7,97	8,78	4,42	7,09
-Polyaromatique, % Pds	0,76	1,23	0,56	3,10
Teneur en carbone (PNA) **				
-Aromatique, % C _A	21,88	18,92	22,48	21,45
-Naphténique, % C _N	13,58	14,62	13,65	13,79
-Paraffinique, % C _P	64,54	66,46	63,87	69,76

(**) La teneur en carbone a été obtenu par calculé (méthode n,d,P,A)

(*) La teneur en mono, di et poly aromatique a été obtenue par la méthode spectrophotométrie U.V

IV.3.11. Distillation ASTM Des coupes Gasoil

Tableau IV.10 : Résultat de la distillation ASTM des coupes Gasoil.

Coupes	Gasoil léger 250- 320 °C	Gasoil moyen 250- 375 °C	Gasoil totale 165 -350°C	Gasoil lourd 320 -375 °C
Rendement sur brut				
%Pds	13,78	22,94	36,01	09,16
% Vol	13,38	22,00	35,66	08,62
Position sur brut				
%Pds	45,58 -59,36	45,58- 68,52	28,54- 64,55	59,36- 68,52
% Vol	50,24 -63,62	50,24 -72,24	32,86- 68,52	63,62- 72,24
Point initiale, °C	255 ,6	258,3	174,2	319
5 % Vol	274,5	281,2	200,2	324
10 “	280,8	285	204,8	326,5
20 “	285,4	289,5	212,6	329
30 “	289,4	296,4	224,7	331
40 “	294,4	304,2	236,6	333,5
50 “	299,6	313,5	250,0	335,5
60 “	304,7	325	263,9	338
70 “	309,2	337,4	277,5	340,5
80 “	312,6	351,2	291,0	343,5
90 “	315,6	364,4	305,7	349
95 “	318,7	369,5	316,4	353
Point Final, °C	321,3	373,2	321,1	359
Distillat % Vol	98,2	98,5	98,9	98,0
Résidu “	1,5	1,3	0,9	1,8
Pertes “	0,3	0,2	0,2	0,2

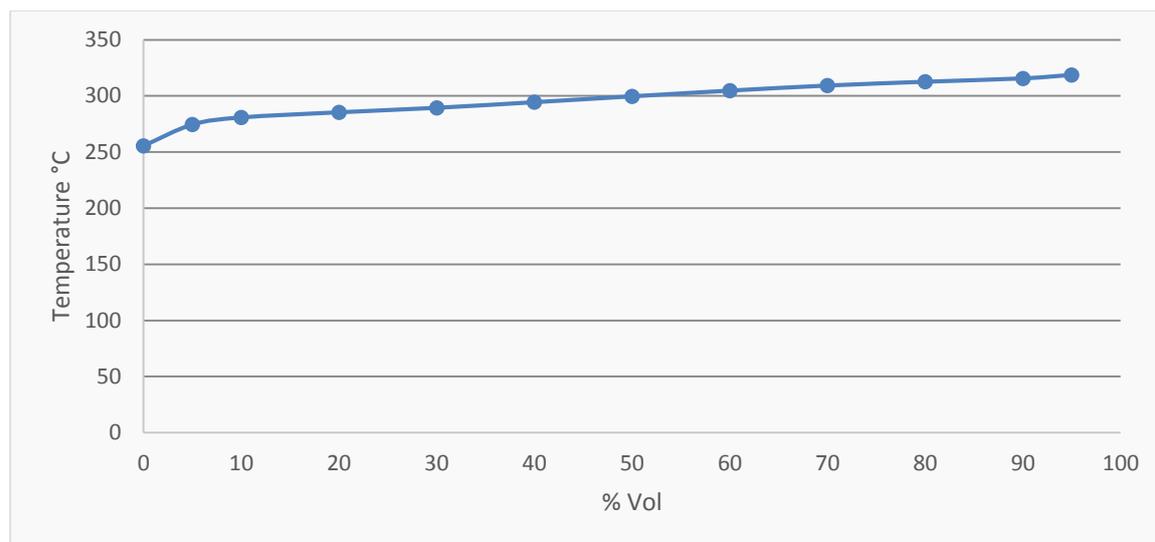


Figure IV.10 : Courbe de distillation ASTM de la coupe Gasoil léger.

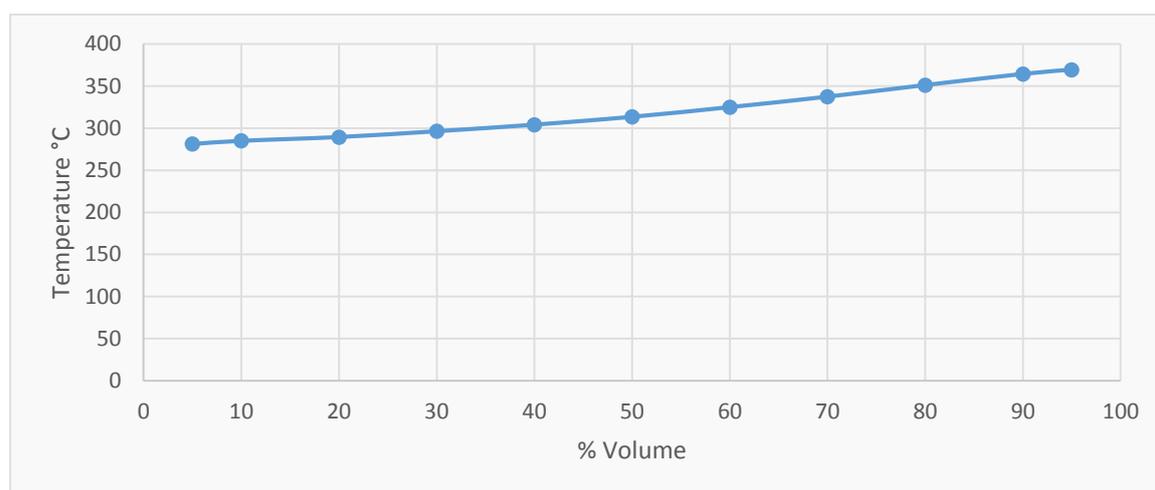


Figure IV.11 : Courbe de distillation ASTM de la coupe Gasoil moyen.

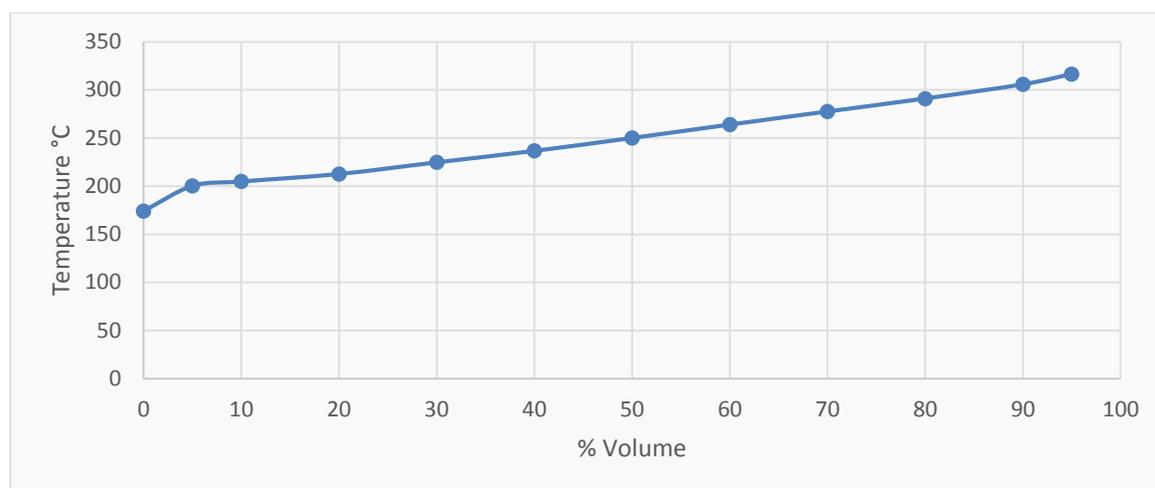


Figure IV.12 : Courbe de distillation ASTM de la coupe Gasoil total.

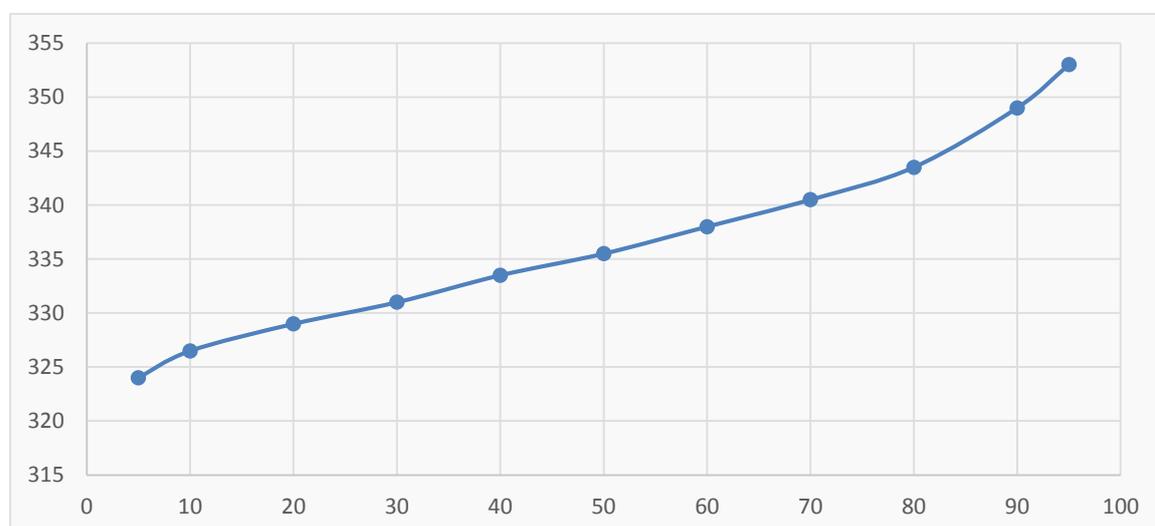


Figure IV.13 : Courbe de distillation ASTM de la coupe Gasoil lourde

IV.3.12. Caractérisation physico –chimique des résidus

Tableau IV.11 : Caractérisation physico –chimiques des Résidus.

Coupes	350 ⁺ °C	375 ⁺ °C	380 ⁺ °C
Rendement sur brut			
%Pds	35,45	31,48	30,59
%Vol	31,48	27,76	26,93
Position sur brut			
%Pds	64,55- 100,00	68,52- 100,00	69,41 -100,00
%Vol	68,52 -100,00	72,24 -100,00	73,07 -100,00
Densité à 15°C	0,9179	0,9226	0,9258

°API	22,5	21,7	21,2
Viscosité cinématique en cSt à :			
-50°C /122F	127,72	191,24	274,85
-70°C /158°F	47,69	66,47	90,49
-98,9°C /210°F	17,72	22,78	30,23
Teneur en résidu Conradson,% Pds	4,18	4,30	4,60
Teneur en soufre,% Pds	0,2607	0,2773	0,2897
Point d'écoulement, °C	+22	+27	+30
Teneur en cendre,% Pds	0,0012	0,0052	0,0070
Teneur en asphaltènes,% Pds	0,24	0,55	0,74
Facteur de caractérisation, KUOP	12,05	12,00	12,05
Poids moléculaire/mol	438	447	46,5
PCS Kcal/Kg	10710	10695	10690
Teneur en métaux, ppm :			
-Na	-	-	1,98
-K	-	-	0,00
-V	-	-	13,61
-Ni	-	-	3,04
-Mn	-	-	0,00
-Mg	-	-	1,98
-Ca	-	-	5,19
-Cu	-	-	0,42
-Fe	-	-	0,98
-Co	-	-	0,00
-Zn	-	-	0,74
-Pb	-	-	0,00
-Cr	-	-	0,45

IV.3.13. Distillation sous pression réduite de Résidu 380⁺**Tableau IV.12** : Résultats de la distillation sous pression réduite de Résidu 380⁺.

Coupe	380 ⁺
Rendement sur brut	
% poids	30,59
% Vol	26,93
Position sur brut	
% Poids	69,41 -100,00
% Vol	73,07 -100,00
Point initiale, °C	385,1
5 %Vol	409,9
10 “	416,9
15 “	420,7
20 “	426,7
25 “	435,2
30 “	440,7
35 “	451,4
40 “	461,6
45 “	477,5
50 “	489,8
55 “	506,2
60 “	519,2
Point final, °C	530,6
Distillat,% VOL	63,5
Résidu,% Vol	-

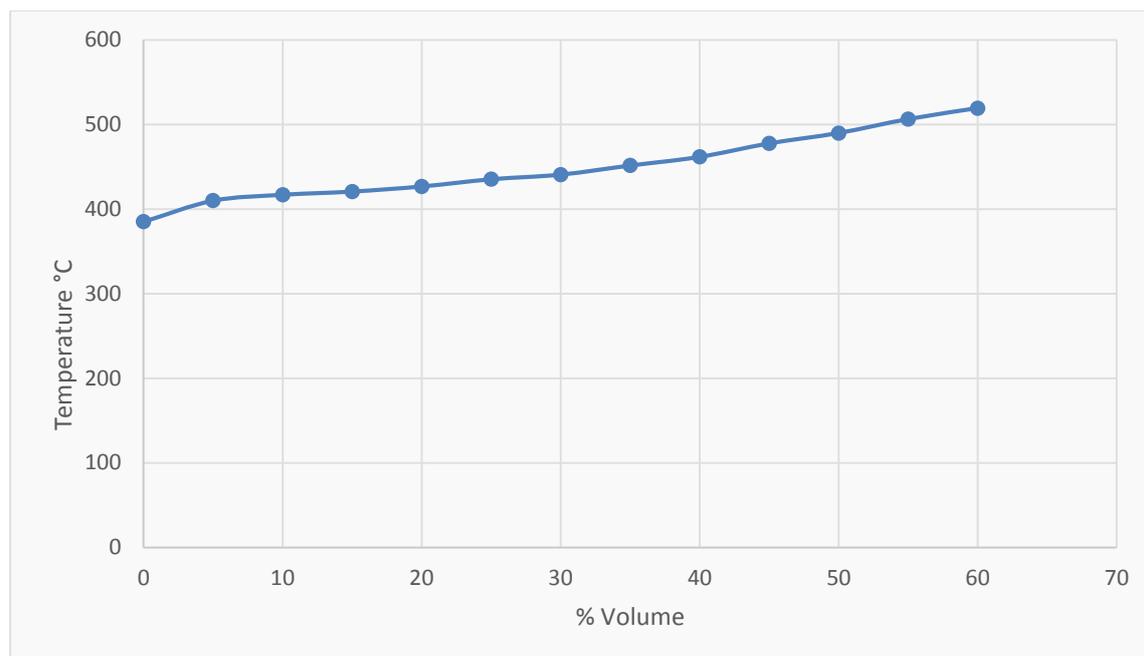


Figure IV.14 : Courbe de distillation ASTM résidu 380⁺.

Commentaire

Ce résidu a été découpé en deux fractions (350-380°C) et 380⁺.

D'après le graphe de la distillation ASTM D1160, on peut déterminer le pourcentage en volume de la fraction 350-380°C selon les caractéristiques physico-chimiques, on peut dire que le résidu est classé dans les mixte et cyclique avec un bon poids moléculaire et un très bon pouvoir calorifique mais on trouve des difficultés dans le transport et le pompage de cette fraction.

Chapitre V

Applications des corrélations

V.1.Introduction

Les essais expérimentaux donne des valeurs précises et bien détaillés, mais le facteur de temps et les couts restent toujours un inconvénient, pour cela nous avons proposé de caractériser les fractions pétrolières par des corrélations qu'ils sont cité au chapitre III.

Les propriétés obtenues corrélativement sont amenées à être déterminées avec la plus grande pertinence, pour cela calculé les écarts correspondants pour chaque corrélation, nous avons par la suit sélectionné les meilleures corrélations qui présentent le moindre écart par rapport à l'expérience pour une utilisation ultérieure.

Enfin, nous essayerons de proposer des commentaires à l'issu des calculs d'écart effectués, et de proposer une conclusion.

Nous avons calculé les écarts relatifs à l'aide de la formule suivante :

$$E\% = \frac{|Valeur\ expérimentale - Valeur\ corrélatif|}{Valeur\ expérimentale} \cdot 100$$

V.2.Résultats corrélatifs des propriétés des fractions pétrolières

V.2.1 Densité

$d_4^{20} 1$: Corrélation de RIAZI-DAUBERT II voir (III.1)

$d_4^{20} 2$:Corrélation de RIAZI-DAUBERT III voir (III.2)

$d_4^{20} exp$: Valeur expérimentale de la densité à 20°C.

Tableau V.1 : Les résultats corrélatifs et expérimentaux de la densité des fractions pétrolières.

Coupes		$d_4^{20} exp$	$d_4^{20} 1$	$d_4^{20} 2$	E % 1	E% 2
Essence	Léger PI-80°C	0,6545	0,6553	0,6551	0,1355	0,0988
	lourde 80-165°C	0,7314	0,7322	0,7324	0,1191	0,1471
	total PI-165°C	0,7091	0,7098	0,7099	0,1101	0,1218
Kerosene	165-250°C	0,7963	0,7966	0,7970	0,0408	0,0986
Gas-oil	Léger 250-320°C	0,8348	0,8353	0,8358	0,0617	0,1258

	Moyen 250-375°C	0,8446	0,8451	0,8456	0,0633	0,1258
Gas-oil	Lourde 250-375°C	0,8582	0,8588	0,8593	0,0751	0,1366
	Totale 165-350°C	0,8205	0,8209	0,8214	0,0493	0,1114

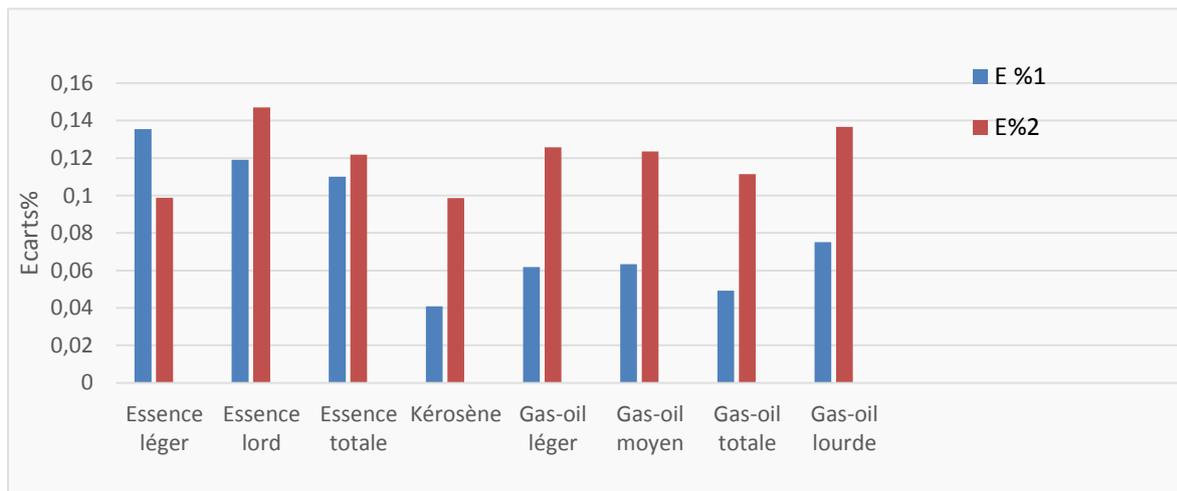


Figure V.1 : Histogramme des écarts entre les corrélations et l'expérience pour l'estimation de la densité des fractions pétrolières.

Commentaire

En comparant les écarts obtenus à partir des valeurs expérimentales de la densité des fractions pétrolières larges.

Nous remarquons que la corrélation de RIAZI-DAUBERT III donne des résultats satisfaisants pour l'essence légère telle que de RIAZI DAUBERT II avec un écart 0,0988%. Par contre pour l'essence totale et lourde, Kérosène, Gas-oil c'est la corrélation de RIAZI DAUBERT II qui donne des faibles écarts est de 0,11%.

En générale la corrélation de RIAZI DAUBERT II donne des valeurs très proches aux valeurs expérimentales avec un faible écart d'ordre 0,0818%.

V.2.2.Masse moléculaire

M1 : Corrélation de L'API voir (III.5).

M2 : Corrélation RIAZI-DAUBERT voir (III.6).

M3 : Corrélation de PROJET ASPEN voir (III.6)

M exp : Valeur expérimentale de la masse moléculaire.

Tableau V.2 : Les résultats corrélatifs et expérimentaux de la masse moléculaire des fractions pétrolières.

Coupe		M exp	M 1	M 2	M 3	E % 1	E % 2	E% 3
Essence	Léger PI-80°C	81	92,10	81,03	87,07	13,7	0,04	7,50
	lourd 80-165°C	114	122,81	114,54	105,35	0,04	0,47	7,57
	totale PI-165°C	104	112,99	104,08	99,52	8,64	0,07	4,30
Kerosene	165-250°C	162	168,72	161,55	131,06	4,15	0,27	19,09
Gas-oil	Léger 250-320°C	214	227,34	215,56	160,12	3,80	1,56	26,88
	Moyne 250-375°C	246	242,98	228,54	167,62	2,09	3,97	29,56
	Lourde 320-375°C	274	268	251,65	181,34	2,18	8,15	33,81
	Totale 65-350°C	194	192,74	184,38	143,52	3,62	0,86	22,83

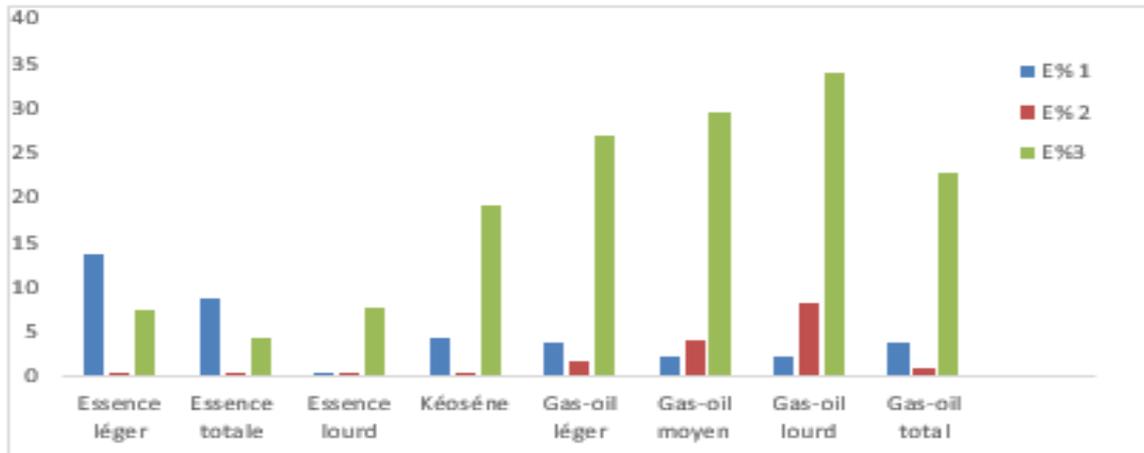


Figure V.2 : Histogramme des écarts entre les corrélations et l'expérience pour l'estimation de la masse moléculaire des fractions pétrolières.

Commentaire

Les résultats obtenus par les différentes corrélations sont dans l'ensemble convainquant, ceci d'autant plus vrai en ce qui concerne la corrélation de RIAZI-DAUBERT qui semble être la plus adaptée pour la prédiction de la masse moléculaire des fractions pétrolières comparativement aux autres corrélations (API, PROJET ASPN).

La corrélation de l'API donne des résultats acceptables dans l'intervalle de température supérieure à 80°C.

La corrélation PROJET ASPEN donne des écarts relativement importants.

V.2.3 Point d'éclair

Tf 1 : Corrélation de L'API voir (III.9).

Tf 2 : Corrélation de NELSON voir(III.10).

Tf 3 : Corrélation RIAZI-DAUBERT voir (III .11).

Tf exp. Valeur expérimentale de point d'éclair des fractions pétrolières.

Tableau V.3 : Les valeurs corrélatives et expérimentales de point d'éclair de Kérosène.

Coupe	Tf exp	Tf 1	Tf 2	Tf 3	E% 1	E% 2	E% 3
Kerosene	55	51,95	46,95	61,29	5,54	14,36	11,43

**Figure V.3** : Histogramme des écarts entre les corrélations et l'expérience pour l'estimation de point d'éclair de Kérosène.**Commentaire**

La prédiction du point d'éclair pour la coupe Kérosène donne des résultats très appréciables notamment pour la corrélation de l'API et celle de RIAZI DAUBERT.

La corrélation de NELSON présente un écart important, Celle de l'API est mieux adaptée pour la prédiction de cette propriété avec un écart de 5,54%.

V.2.4 Viscosité cinématique➤ **Viscosité cinématique à 20°C**

V 2 : corrélation de BEG-HUSSEIN.

V exp : Valeur expérimentale de la viscosité des fractions pétrolières à 20°C.

Tableau V.4 : Les résultats corrélatifs et expérimentaux de la viscosité à 20°C des fractions pétrolières.

Coupe		V exp	V 2	E% 2
Kérosène	165-255°C	1,81	1,54	14,91
	Léger 250-320°C	5,44	4,71	13,41

Gas-oil	Moyen 250-375°C	9,83	5,72	41,81
	Lord 320-375°C	16,65	7,79	53,21
	Totale 165-350°C	3,43	2,66	22,44

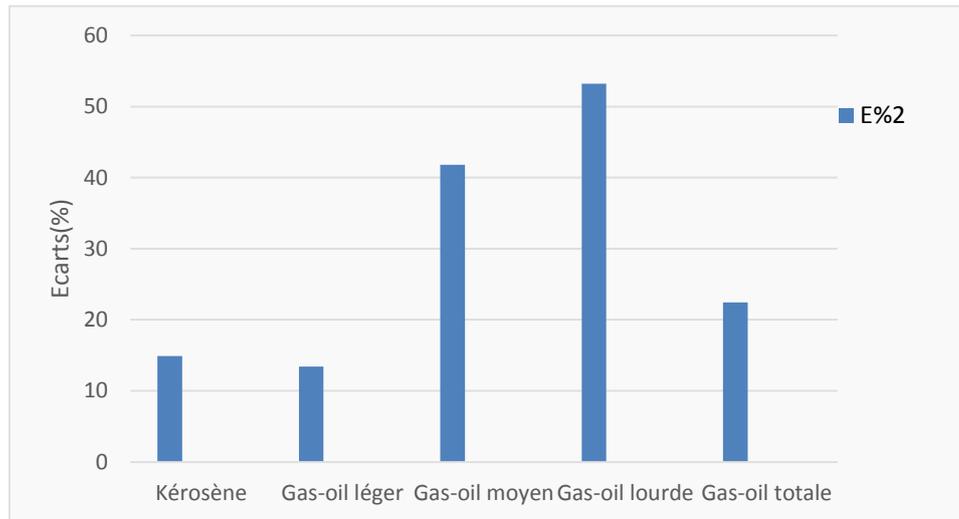


Figure V.4 : Histogramme des écarts entre la corrélation et l'expérience pour l'estimation la viscosité cinématique à 20°C des fractions pétrolières.

Commentaire

D'après l'histogramme des écarts, on constate que la corrélation de BEG-HUSSEIN donne pour le Kérosène et le Gas-oil léger avec un écart respectivement 14,91% et 13,41%, par contre pour le Gas-oil moyen, Gas-oil lourde et Gas-oil totale présent des écarts importants.

➤ Viscosité cinématique à 37,8°C :

V 1 : Corrélation D'ABBOTT et AL.

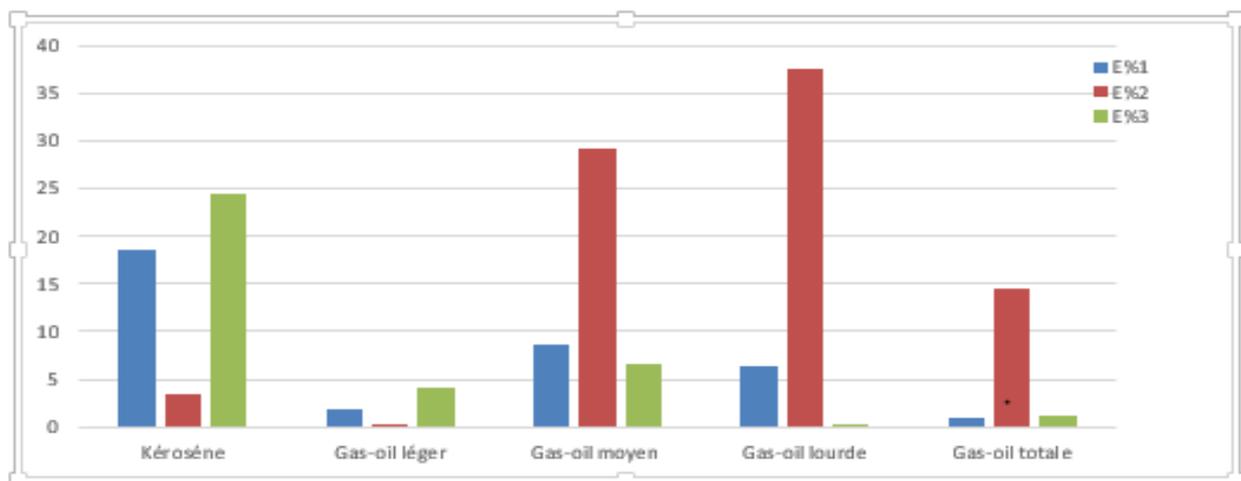
V 2 : Corrélation BEG AMIN-HUSSUIN.

V3 : Corrélation d'API.

V exp : Valeur expérimentale de la viscosité cinématique des fractions pétrolières à 37,8°C.

Tableau V.5 : Les résultats corrélatifs et expérimentaux de la viscosité à 37,8°C.

Coupe		V exp	V 1	V 2	V 3	E% 1	E% 2	E% 3
Kérosène	165-250°C	1,18	1,40	1,22	1,47	18,64	3,38	24,57
Gas-oil	Moyen 250-375°C	5,72	5,23	4,05	5,34	8,56	29,19	6,64
	Lourd 320-375°C	8,61	8,06	5,37	8,64	6,38	37,63	0,34
	Total 165-350°C	2,35	2,37	2,01	2,32	0,85	14,46	1,27

**Figure V.5** : Histogramme me des écarts entre la corrélation et l'expérience pour l'estimation la viscosité à 37,8°C des fractions pétrolières.**Commentaire**

La corrélation de BEG AMIN-HUSSEIN donne des résultats pertinents pour la prédiction de la viscosité cinématique à 37,8°C pour l'un de Kérosène et le Gas-oil léger avec un écart respectivement 3,38% et 0,01%.

La corrélation de l'API est considérée comme une meilleure corrélation pour le gas-oil moyen, lourd et total avec un écart respectivement 6,64%, 0,34% et 1,27%.

La corrélation de D'ABBOT et AL présente des écarts importants, elle est donc à éliminer.

➤ **Viscosité cinématique à 50°C**

Tableau V.6 : Les résultats corrélatifs et expérimentaux de la viscosité à 50°C des fractions.

Coupe		V exp	V 2	E% 2
Kérosène	165-255°C	0,96	1,05	9,37
Gas-oil	Léger 250-320°C	2,68	2,76	2,98
	Moyen 250-375°C	4,26	3,26	23,47
	Lourd 320-375°C	5,99	4,26	28,88
	Totale 165-350°C	1,94	1,69	12,88

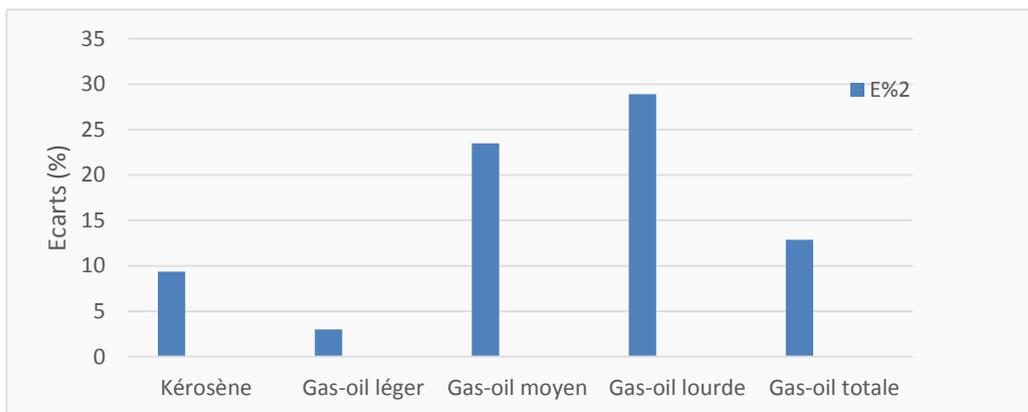


Figure V.6 : Histogramme des écarts entre les corrélations et l'expérience pour l'estimation de la viscosité à 50°C des fractions pétrolières.

Commentaire

D'après l'histogramme des écarts des corrélations et l'expérience, On constate que la corrélation de BEG AMIN-HUSSUIN est plus proche aux valeurs expérimentales pour le Gas-oil léger avec un écart 2,98, et pour les autres fractions présent un écart important.

➤ **Viscosité cinématique à 70°C**

V 2 : corrélation de BEG AMIN-HUSSEIN.

V_{exp} : Valeur expérimentale de la viscosité des fractions pétrolières à 70°C.

Tableau V.7 : Les résultats corrélatifs et expérimentaux de la viscosité à 70°C de Gas-oil.

Coupe		V exp	V 2	E% 2
Gas-oil	Léger 250-320°C	1,85	2,04	10,27
	Moyen 250-375°C	2,78	2,37	14,74
	Lourde 320-375°C	3,67	3,02	17,71
	Totale 165-350°C	1,38	1,31	5,07

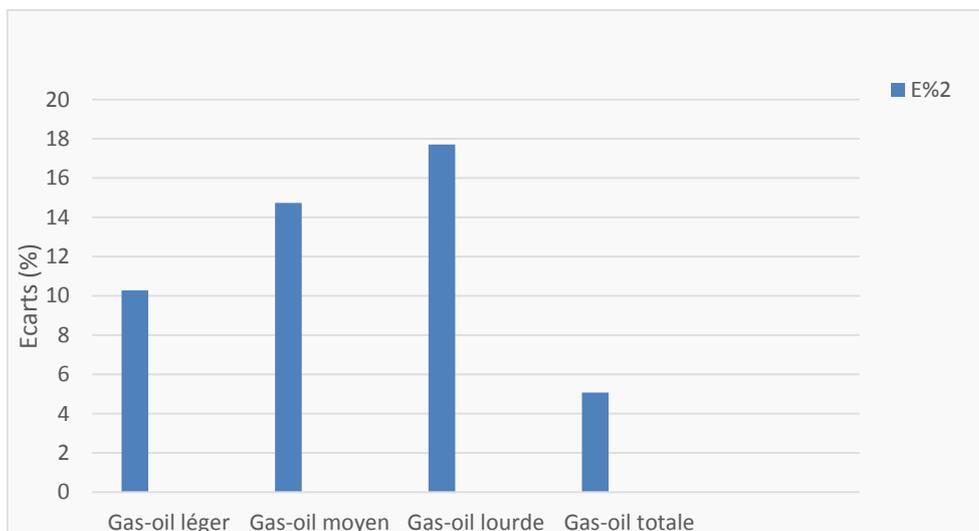


Figure V.7. Histogramme des écarts entre les corrélations et l'expérience pour l'estimation de la viscosité à 70°C.

Commentaire

D'après l'histogramme des écarts, la corrélation de BEG AMIN-HUSSUIN est moyennement bonne pour le Gas-oil totale avec un écart d'ordre 5,07%.

➤ **Viscosité cinématique à 98,9°C**

V 1 : Corrélation D'ABBOTT et AL.

V 2 : Corrélation BEG AMIN-HUSSUIN.

V 3 : Corrélation d'API.

V exp : Valeur expérimentale de la viscosité cinématique des fractions à 98,9°C.

Tableau V.8 : Les résultats corrélatifs et expérimentaux de la viscosité à 98,9°C de Gas-oil.

Coupe		V exp	V 1	V 2	V 3	E% 1	E% 2	E% 3
Gas-oil	Léger 250-320°C	1,12	1,30	1,39	1,35	16,07	0,24	20,53
	Moyen 250-375°C	1,73	1,77	1,59	6,25	2,31	8,09	85,54
	Lourde 320-375°C	2,38	1,96	2,34	6,25	12,50	12,50	4,46
	Totale 165-350°C	0,92	1,00	9,95	1,11	8,69	3,26	20,65

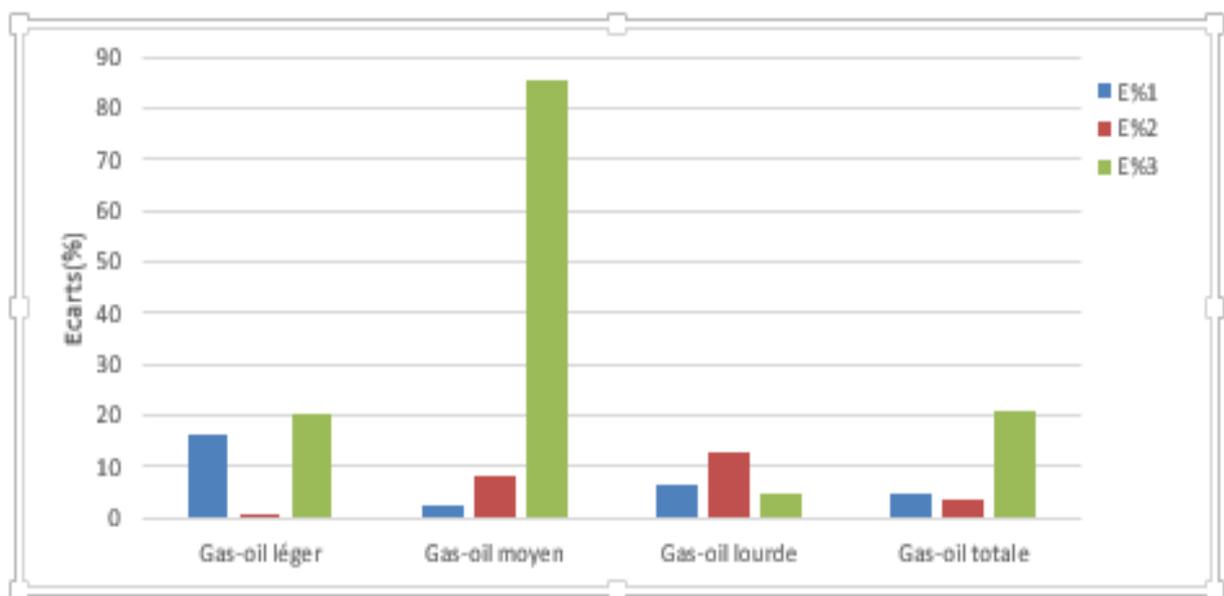


Figure V.8 : Histogramme des écarts entre les corrélations et expérience pour l'estimation de la viscosité de Gas-oil à 98,9°C.

Commentaire

A partir de l'histogramme dans la figure V.8, il est clair que la corrélation BEG AMIN-HUSSUIN est la plus adaptée pour la prédiction de la viscosité de Gas-oil léger que celle d'ABBOTT ET AL et l'API. Elle sera donc retenue avec un écart relatif de 0,24%.

V.2.5. Indice de réfraction

$n_4^{20} 1$: Corrélation de LIPKIN-MARTIN voir (III 19).

$n_4^{20} 2$: Corrélation de RIAZI DAUBERT I voir(III21).

$n_4^{20} 3$: Corrélation de RIAZI DAUBERT II voir(III21) et (III 23).

n_4^{20} : Valeur expérimentale de l'indice de réfraction.

Tableau V.9 : Les résultats corrélatifs et expérimentaux de l'indice de réfraction.

Coupe		$n_4^{20} \text{ exp}$	$n_4^{20} 1$	$n_4^{20} 2$	$n_4^{20} 3$	E% 1	E%2	E% 3
Essence	Léger PI-80°C	1,3803	1,3713	1,3696	1,3696	0,0647	0,7688	0,7751
	Lourde 80-165°C	1,4180	1,4089	1,4120	1,4104	0,0635	0,4220	0,5359
	Totale PI-165°C	1,4094	1,3983	1,3996	1,3982	0,0786	0,6940	0,7946
Kérosène	165-250°C	1,4529	1,6426	1,4475	1,4461	13,058	0,3716	0,4611
Gas-oil	légère 250-320°C	1,4731	1,6402	1,8323	1,4664	11,345	24,389	0,4545
	Moyen 250-375°C	1,4762	1,6372	1,8417	1,4706	10,912	24,761	0,3737
	Lourde 250-375°C	1,4860	1,6382	1,8556	1,4769	10,245	24,878	0,6057
	Totale 65-350°C	1,4663	1,6400	1,8177	1,4590	11,849	23,970	0,4969

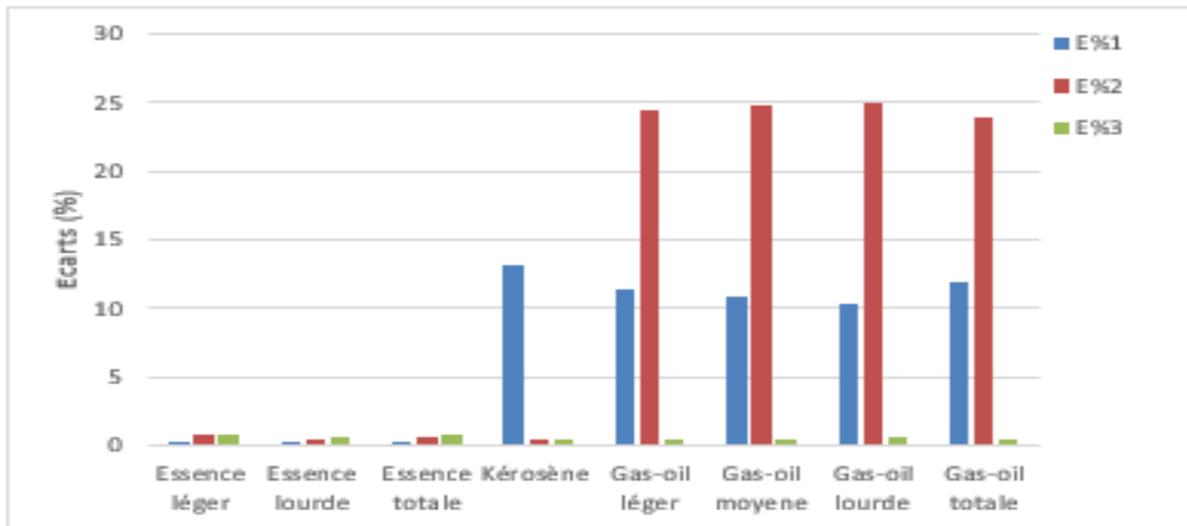


Figure V.9 : Histogramme des écarts entre les corrélations et l'expérience pour l'estimation de l'indice de réfraction des fractions pétrolière.

Commentaire

D'après l'histogramme nous remarquons que la corrélation de LIPKIN MARTIN donne des résultats très satisfaites pour la coupe d'essence avec un écart très faible ainsi que la corrélation de RIAZI DAUBERT I et RIAZI DAUBERT II.

La corrélation de RIAZI DAUBERT I et RIAZI DAUBERT II est applicable au Kérosène qui présente un écart faible d'ordre 0,3716 et 0,4611 respectivement.

La corrélation de RIAZI DAUBERT II est plus adapté pour la coupe de Gas-oil, donne des résultats en bon accord avec les résultats expérimentaux vu les faibles écarts enregistrés.

V.2.6.Point d'aniline

PA 1 : Corrélation de LINDER voir (III.24)

PA2 : Corrélation d'AL BAHRI et AL QATTAN voir(III.25).

PA3 : Corrélation en CHEMCAD voir(27).

PA : Valeur expérimentale de point d'aniline

Tableau V.10 : Les résultats corrélatifs et expérimentaux de point d'aniline.

Coupe		PA exp	PA 1	PA 2	PA 3	E% 1	E%2	E% 3
Essence	Léger PI-80°C	-	-	-	-	-	-	-
	Lourd 80-165°C	57,4	62,1	56,7	31,3	8,2	1,2	45,4
	Totale PI-165°C	58,6	64,4	57,4	34,1	9,8	2,0	41,8
Kérosène	165-250°C	60,4	65,3	62,6	23,6	7,10	3,75	60,7
Gas-oil	Léger 250-320°C	70,4	74,33	71,12	22,09	5,59	1,03	68,61
	Moyen 250-375°C	75,4	82,4	77,0	24,4	9,37	2,22	67,6
	Lourde 250-375°C	79,4	86,8	79,6	24,4	9,4	0,32	69,1
	Totale 65-350°C	67,4	70,4	68,0	22,4	4,49	1,02	66,6

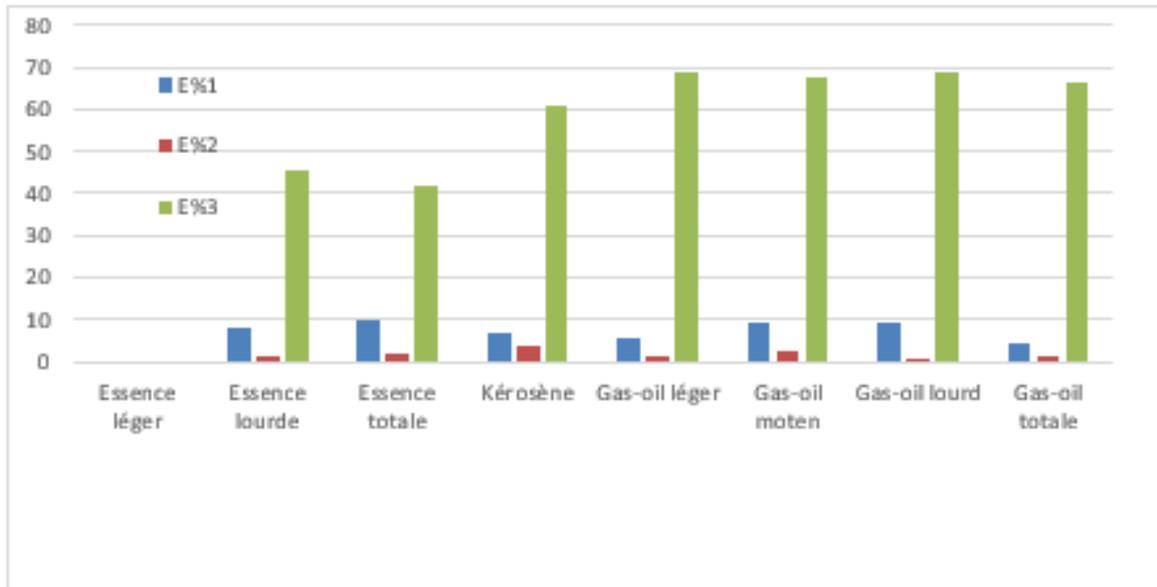


Figure V.10 : Histogramme des écarts entre les corrélations et l'expérience pour l'estimation de point d'aniline des fractions pétrolières.

Commentaire

La corrélation D'ALBAHRI et ALQATTAN donne des résultats appréciables aux intervalles de température allant de 80 à 250°C, elle sera donc retenue pour la prédiction de point d'aniline dans ce domaine. La corrélation de LINDEN est recommandée au-delà de cet intervalle.

Par ailleurs, la corrélation de CHAMCAD ne pourra pas servir à la prédiction de point d'aniline puisque des écarts obtenus sont importants.

Conclusion

générale

Conclusion générale

Notre travail est une contribution scientifique à double intérêt :

Le premier porte essentiellement sur l'étude complète d'un pétrole brut algérien et ses fractions, qui consiste à la détermination expérimentalement ses principales propriétés physico-chimiques.

Le deuxième porte une étude corrélatrice sur les principales propriétés des fractions pétrolières.

Les résultats obtenus nous ont permis de conclure les points suivants :

Le pétrole étudié est classé parmi les bruts légers avec une densité 0,8151 à 15°C et appartient à la famille des hydrocarbures mixte à tendance paraffinique avec un $Kuop=12,25$. Il est caractérisé par l'absence d'eau et sédiments.

La distillation de ce pétrole permis de recueillir différentes coupes : GPL, Essence, kérosène, gas-oil et résidu.

L'analyse chromatographique des GPL a révélé une prédominance du normal butane avec 1,5% en poids.

L'intervalle de récupération des essences est (16,2-165°C). Ils sont caractérisé par une densité comprise entre 0,6594 et 0,7360 à 15°C ce qui montre que cette fraction est légère.

L'intervalle de récupération de Kérosène est (165-250°C) et leur rendement est 17,04 % en poids. Il est caractérisé par une densité de 0,8 à 15°C ce qui montre que cette fraction est légère.

L'intervalle de récupération des Gas-oil est (250-375°C) et leurs rendements sont compris entre 9,16 et 36,01 % en poids. Il est caractérisé par une densité comprise entre 0,8241 et 0,8617 à 15°C ce qui montre que cette fraction est moyenne.

Le pourcentage en résidu se trouve entre 30,59 et 35,45% poids.

Une série d'essais normalisés sur les différentes coupes a été effectuée, ce qui nous a permis de noter les principales caractéristiques de ses coupes.

Nous avons par la suite trouvé des corrélations disponibles dans la littérature qui permettent d'estimer les propriétés physico-chimique des fractions pétrolières et de retenir la corrélation qui donne le plus faible écart.

Puis nous avons appliqué les différentes corrélations aux fractions pétrolières larges : légères, moyennes et lourds pour estimer les propriétés des fractions pétrolières.

Les propriétés étudiées sont : la densité, masse moléculaire, point d'éclair, viscosité, indice de réfraction et point d'aniline.

Les résultats obtenus sont en général en bon accord avec les résultats expérimentaux. De faibles écarts ont été enregistrés notamment pour la densité (écart <1%) ce qui est très encourageant car ils démontrent la validité de la méthode de corrélations.

Comme perspective et suite de ce travail, nous proposons :

- Généralisation la méthode des corrélations à des pétroles d'origine diverses.
- La réalisation d'un logiciel de calcul.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] : Blaise Mao-publié le 20-08-2009, à 9h-Mis jour le 19-06-2012.
- [2] : X Normand- A. treil : « L'industrie du raffinage du pétrole », leçon Sommaire. Tome 1.
- [3] : PIERRE.WUITHIER (1972) : « le pétrole, raffinage et génie chimique », tome 1, ed .Technip.
- [4] :S.E chitour :(1974-1975) « Technologie du pétrole ».
- [5] : <http://elearn2013.Univ-Ourgladz/Coures/RAFFINAGE/document/B21.Pdf>.
- [6] : Document institut Français du pétrole, « pétrole brut ».
- [7] :J.P. WAUQUIER (1994) : « pétrole brut, produits pétroliers », schéma de fabrication .Tome1, ed Technip.
- [8] :C.E.CHITOUR (1999) : « Raffinage,les propriétés physiques des hydrocarbures et des fractions pétrolières » tome 1, ed OPU .
- [9] :Y. Barbier, (1980), « Dictionnaire du pétrole » .Edition SCM. Paris.
- [10] :C.E CHITOUR, (1983), « Raffinage du pétrole », édition OPU, Alger 1983.
- [11] :A.DRABKINE et V .PROSKORIKOV, (1991), « La chimie du pétrole et gaz ». Edition Mir Moscou.
- [12] :MM.R.BOZETINE.D.HADDAD, (2013), « Manuel des procédures opératoire, Essais normalisé sur les produits pétrolières ».
- [13] : C .Wolof, (1982), « viscosité, technique de l'ingénieur ».
- [14] : Phenrion .P.Picardi « Analyse des pétroles bruts » .Institut Français du pétrole.
- [15] : C VERET : « Réfractométrie et interférométrie en analyse chimique », Technique de l'ingénieur, traité constantes physico-chimique.
- [16] : P. Wuithier, (1956), « Distillation de l'industrie du pétrole ». Edition technip, Paris.
- [17] : Recueil de normes françaises, (1985), produit pétrolière, huiles et graisses industrielles, Tome 2. Edition AFNOR.
- [18] : Book of ASTM standards, décembre1986.
- [19] : J.P.Wauquier, (1998), Le raffinage du pétrole, procédé de séparation, tome 2, éiditon Technip.Paris.

- [20] : Dictionnaire de l'offshore. « Pétroles et gaz, traduit de l'anglais par H.Bolo et Ph .Cavrois .
- [21] : J.Tranchant, (1995), Manuel pratique de la chromatographie en phase gazeuse ,4^{ème} édition.
- [22] : P.Richardin, centre de recherche et de Restauration des musées de France
- [23]: M.R.RIAZI and T .E.DAUBER, T, (1986), « Prediction of molecular-type analysis of petroem fraction and liquids »,Ind .Eng .Chem process.vol25.
- [24] : V .PROSKOURIAKOV et A .DRABKIN (1981), « La chimie du pétrole et des gaz » .MIR Masco.
- [25]: M.R.RIAZI, (2005), « Characterisation and properties of petroleum fraction ».First Edition .Kuwait University, ASTM Stock Number.
- [26]:M.M.ABBPTT, T.G.KAUFMANN and L.DOMASH, (June 1971), « A correlation for predicting liquid viscosities of petroleum fractions » .The Canadian Journal of chimicale Engineering.
- [27]:S.A.BEG, M.B.AMIN, I.HUSSEIN, (38.136 .1988), the chemical Engineering Journal.
- [28]: Chemstation Inc, (2004), « physical proprities, user's guide ».Texas 77042.USA.
- [29]: American petroleum Institute, (1977), « Selected values of physical and thermodynamic properties of hydrocarbon and related compounds .API Technical Data Book, pertroleum refining Project 44, New-York.
- [30] :C.E.CHITOUR, (2000), « Les corrélation sur les propriétés physiques et les fluides pétroliers»,séminaire.CRD,SONATRACH.

Annexe A

Résultats de la distillation TBP du pétrole brut.

N ⁰ Fractions	T°C en 720 mm	%pds	% Pds cumulé	d ₄ ¹⁵	d ₄ ²⁰	% Vol	% Vol Cumulé	n ₄ ²⁰	Kuop
Légers	<16,2	2,38	2,38	0,5827	0,5782	3,33	3,33	-	-
1	16,2 -65	3,70	6,08	0,6461	0,6416	4,56	7,89	1,3746	12,78
2	65 -70	1,38	7,46	0,6647	0,6602	1,66	9,55	1,3837	12,77
3	70-75	1,51	8,97	0,6765	0,6720	1,79	11,34	1,3875	12,61
4	75 -80	1,51	10,48	0,6849	0,6804	1,77	13,11	1,3896	12,51
5	80 -85	1,23	11,71	0,6945	0,6900	1,42	14,53	1,3971	12,40
6	85 -90	1,27	12,98	0,7016	0,6973	1,45	15,98	1,3998	12,33
7	90 -95	1,33	14,31	0,7080	0,7037	1,50	17,48	1,4025	12,27
8	95 -100	1,33	15,64	0,7104	0,7061	1,50	18,98	1,4044	12,29
9	100 -105	0,93	16,57	0,7254	0,7211	1,02	20,00	1,4106	12,09
10	105 -110	0,96	17,53	0,7383	0,7340	1,05	21,05	1,4128	12,09
11	110 -115	0,92	18,45	0,7309	0,7266	1,01	22,06	1,4145	12,10
12	115 -120	1,62	20,07	0,7326	0,7283	1,77	23,83	1,4152	12,13
13	120 -125	0,96	21,03	0,7376	0,7333	1,04	24,87	1,4177	12,10
14	125 -130	0,78	21,81	0,7444	0,7401	0,84	25,71	1,4223	12,04
15	130 -135	0,48	22,29	0,7496	0,7453	0,51	26,22	1,4253	12,00
16	135 -140	1,00	23,29	0,7503	0,7460	1,06	27,28	1,4259	12,04
17	140 -145	0,81	24,10	0,7541	0,7498	0,86	28,14	1,4274	12,03
18	145-150	0,87	24,97	0,7590	0,7547	0,92	29,06	1,4302	12,00
19	150 -155	1,03	26,00	0,7629	0,7589	1,10	30,16	1,4328	11,98
20	155- 160	1,22	27,22	0,7660	0,762	1,30	31,46	1,4342	11,98
21	160 -165	1,32	28,54	0,7695	0,7655	1,40	32,86	1,4362	11,97
22	165- 170	1,41	29,95	0,7733	0,7693	1,48	34,34	1,4378	11,96
23	170- 175	1,17	31,12	0,7774	0,7734	1,23	35,57	1,4405	11,94
24	175- 180	1,00	32,12	0,7810	0,7770	1,05	36,62	1,4423	11,93
25	180- 185	0,96	33,08	0,7843	0,7803	0,99	37,61	1,4445	11,92
26	185 -190	0,97	34,05	0,7876	0,7836	1,00	38,61	1,4458	11,92

27	190-195	0,83	34,88	0,7914	0,7874	0,86	39,47	1,4476	11,90
28	195-200	0,89	35,77	0,7940	0,7900	0,91	40,38	1,4496	11,91
29	200-205	1,00	36,77	0,7964	0,7924	1,02	41,40	1,4512	11,91
30	205-210	0,88	37,65	0,7987	0,7947	0,90	42,30	1,4518	11,92
31	210-215	0,92	38,57	0,7964	0,7900	0,94	43,24	1,4533	11,92
32	215-220	1,94	40,51	0,7987	0,7947	1,96	45,20	1,4563	11,84
33	220-230	1,79	42,30	0,8188	0,8150	1,79	46,99	1,4615	11,77
34	230-240	0,92	43,22	0,8202	0,8164	0,92	47,91	1,4638	11,82
35	240-250	2,36	45,58	0,8229	0,8191	2,33	50,24	1,4652	11,86
36	250-260	2,40	47,98	0,8285	0,8247	2,37	52,61	1,4681	11,86
37	260-270	1,75	49,73	0,8341	0,8303	1,71	54,32	1,4715	11,85
38	270-280	1,93	51,66	0,8381	0,8343	1,88	56,20	1,4740	11,87
39	280-290	1,84	53,50	0,8409	0,8371	1,78	57,98	1,4753	11,90
40	290-300	2,13	55,63	0,8422	0,8384	2,06	60,04	1,4758	11,95
41	300-310	2,03	57,66	0,8506	0,8468	1,95	61,99	1,4802	11,90
42	310-320	1,70	59,36	0,8541	0,8503	1,63	63,62	1,4818	11,92
43	320-330	1,57	60,93	0,8565	0,8527	1,49	65,11	1,4835	11,96
44	330-340	2,05	62,98	0,8625	0,8587	1,94	67,05	1,4857	11,94
45	340-350	1,57	64,55	0,8687	0,8649	1,47	68,52	1,4913	11,92
46	350-360	1,62	66,17	0,8704	0,8666	1,52	70,04	1,4919	11,96
47	360-370	1,20	67,37	0,8711	0,8673	1,12	71,16	1,4923	12,01
48	370-375	1,15	68,52	0,8733	0,8695	1,08	72,24	1,4928	12,03
49	375-380	0,89	69,41	0,8781	0,8743	0,83	73,07	1,4937	11,99
50	380-530	18,63	88,04	0,9035	0,9004	16,58	89,65	1,5063	12,10
Résidu	530+	11,96	100,00	0,9418	0,9387	10,35	100,00	-	-

Annexe B

Densité ASTM D4052

Mesure de la fréquence d'un tube en U oscillant contenant le produit, par l'appareil ci – dessous :



Densimètre

Mode opératoire :

Une fois que le densimètre se stabilise à la valeur (0,0011 ou 0,0012 ou 0,0013) sous une température de 20°C, procédez comme suite :

Allumer l'éclairage de la cellule avant d'injecter le produit.

Vérifier l'absence des bulles dans la cellule.

Remplir le tube, puis taper sur le clavier F505 et valider entrer, le résultat apparaît lorsque la température atteint 20°C.

Noter la valeur indiquée avec une précision de 0,0012 lorsque de disparition d'un flash de lumière.

Après chaque essai, nettoyer la cellule par l'essence et les traces d'humidité sont aspirées par la pompe qui place à l'entrée de la cellule.

Indice de réfraction ASTM D1218



Refractomètre

Appareillage

Un refractomètre étalonné (valeur de l'indice de réfraction = 1,3333 à 20°C)

Une sonde réfrigérante

Une seringue pour l'injection de l'échantillon.

Réactifs

Solvant de nettoyage : toluène et acétone.

Méthode d'essai

Régler le bain thermostatique à 20°C (température sa -t écrit sur l'écran du refractomètre ;

Avant et après chaque essai, nettoyer les deux faces du prisme de l'instrument avec un coton hydrophile imbibé du solvant de nettoyage ;

Introduire sur le prisme quelques gouttes de l'échantillon ;

La valeur de l'indice de réfraction est directement noté.

Point d'éclair (vase fermer) ASTM D92



Appareillage

Un vase.

Un couvercle muni d'une glissière.

Un diapositif d'agitation.

Un bain d'eau avec chauffage.

Une bouteille de gaz butane.

Méthode d'essai

L'échantillon est refroidi à 15°C.

Remplir le bain avec de l'eau jusqu'au trait de repère.

Régler la flamme de la veilleuse.

Remplir le vase avec l'échantillon jusqu'à au repère indiqué sur la paroi interne du vase et placer le couvercle, glissière fermée sur le vase.

Placer le vase dans le bain de chauffage, le thermomètre dans le couvercle ;

Poser la veilleuse allumée sur la surface du couvercle.

Appliquer la flamme en ouvrant la glissière du couvercle, jusqu'à l'apparition d'une flamme distincte à l'intérieur du vase, la température est alors notée par l'opérateur. Elle représente le point d'éclair.

Viscosité cinématique ASTM D 445



Bain thermostat pour la viscosité cinématique manuelle (Type de capillaire CANNONE FENSKE).

Mode opératoire

On charge le viscosimètre avec le liquide jusqu'à trait de remplissage et on bouche l'une de couverture du viscosimètre.

Une fois le bain stabilise, on introduit le viscosimètre et le fixe pour laisser atteindre l'équilibre de température.

Une fois l'équilibre atteint de repaire.

Quand le liquide atteinte ce trait, on enclenche de chronomètre pour mesurer temps d'écoulement du liquide à travers le première bulbe.

On arrête le premier chronomètre et on démarre le deuxième simultanément, une fois que le liquide arrive au second bulbe et en mesure le temps mis pour le traverser.

Si les deux déterminations ne différent pas plus de 0,35% prendre leur moyenne.

Le temps d'écoulement des deux réservoirs ne doit pas être inférieur à 200 secondes, il ne doit pas être aussi supérieur à 700 secondes.

$$V=(K1 * T1 + K2 * T2)/2 \quad (\text{en C Stokes})$$

K1, K2 : constante de bulbe 1et2 du viscosimètre

T1 : le temps d'écoulement du liquide dans le premier bulbe (en secondes).

T2 : le temps d'écoulement du liquide dans le deuxième bulbe (en secondes).

Point d'aniline



Appareillage

Un tube en verre muni d'un robinet.

Une résistance.

Un agitateur en acier inoxydable.

Thermomètres :

La précision sur la température est de 0.2°C .

Deux pipettes de 10ml.

Réactif

Aniline de qualité pour analyse fraîchement distillée en éliminant les premiers et les derniers 10% de distillat.

Méthode d'essais

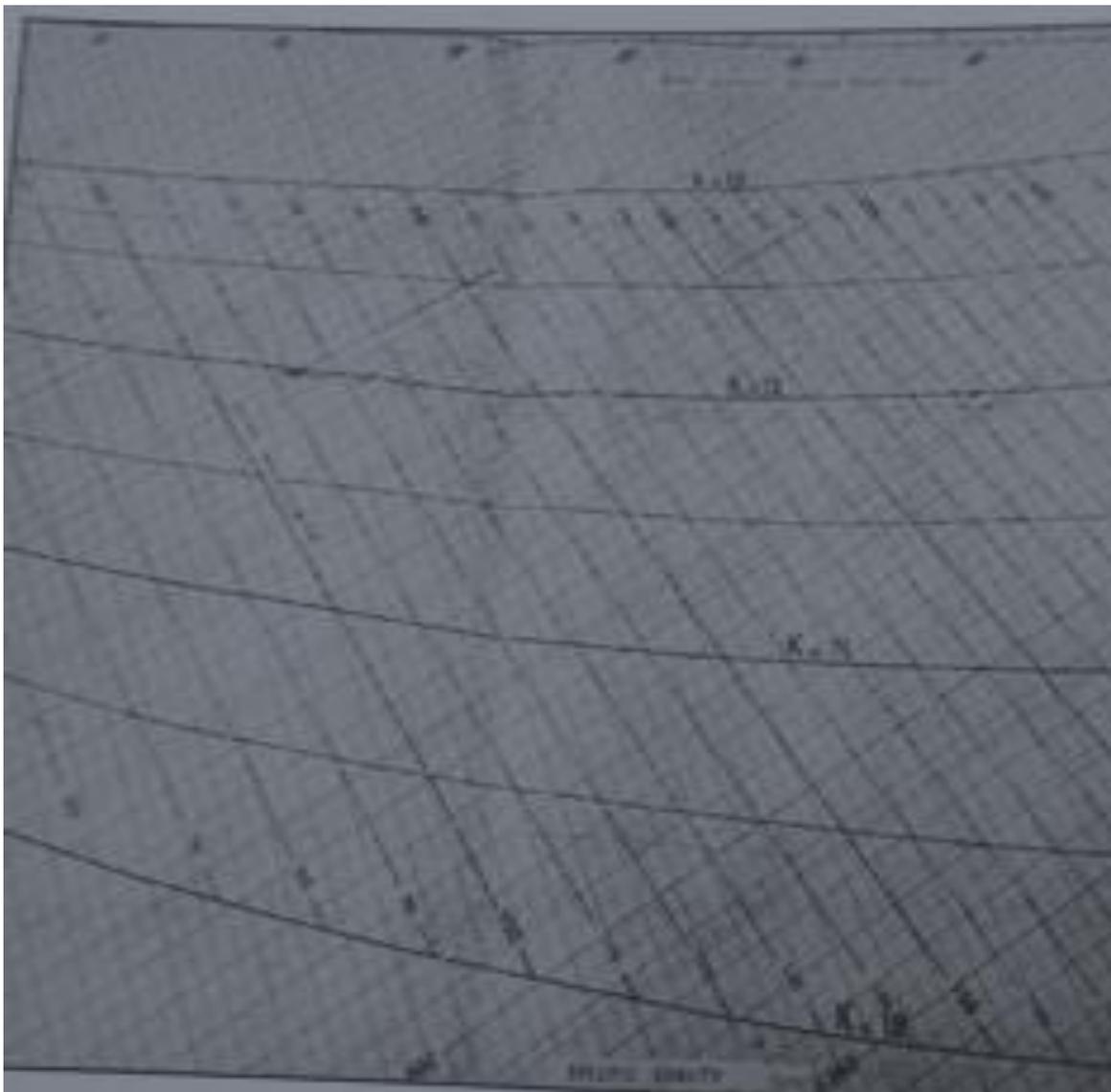
Nettoyer et sécher l'appareil pipeter 10ml d'aniline et 10ml de l'échantillon dans le tube puis l'équiper du thermomètre.

Régler la vitesse du moteur (agitateur) de manière à obtenir un courant continu du mélange d'échantillon et d'aniline.

Régler la tension de la lampe de manière qu'elle fournisse juste assez de lumière pour que son filament soit visible au travers de la couche mince.

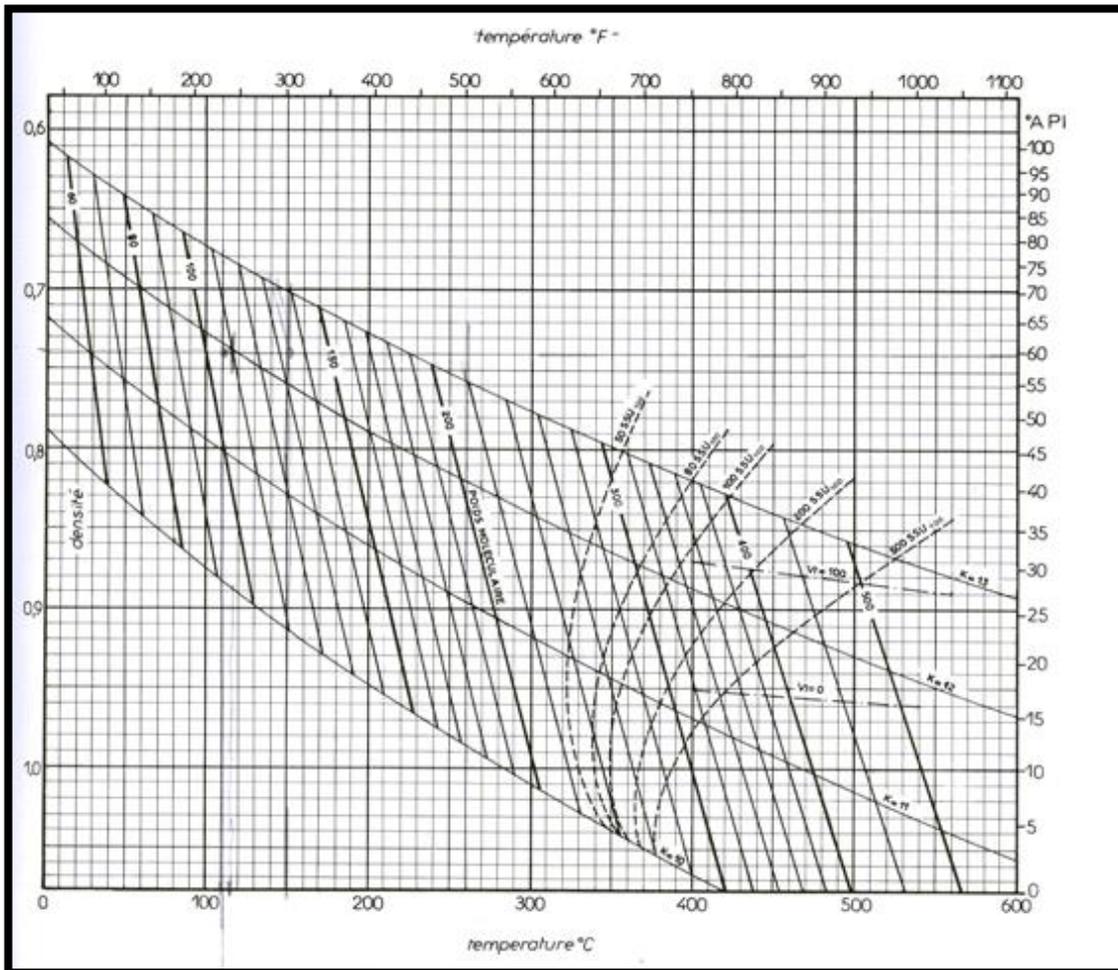
Elever la température du mélange a raison 1°C à 2°C par minute jusqu'à ce que le point d'aniline soit juste dépassé, ce qui est mis en évidence par une augmentation de la brillance du filament de la lampe et par la disparition de l'opalescence.

Détermination du point moléculaire



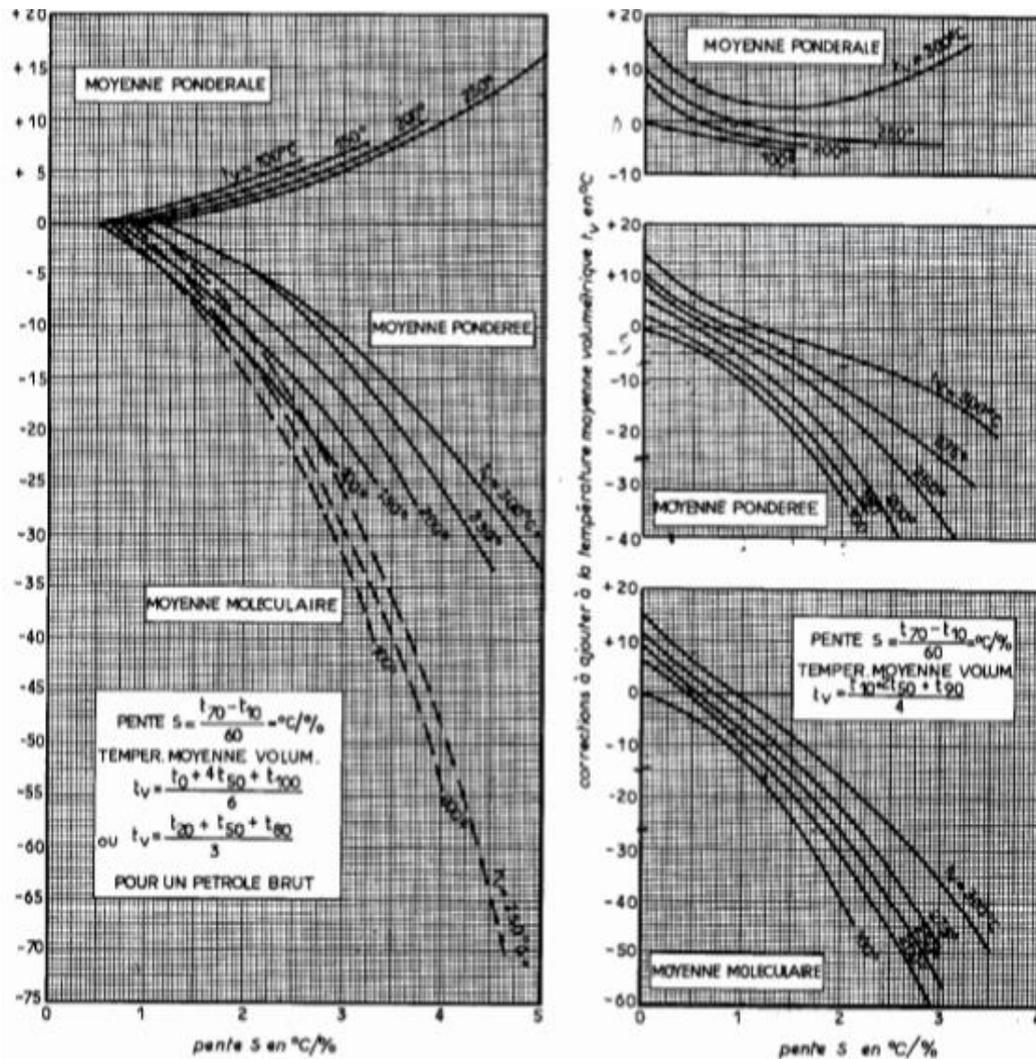
Point moléculaire des fractions en fonction de la densité et KUOP

Détermination Facteur de caractérisation KUOP



Abaque Whittier Courbe iso-proprétés du diagramme du facteur de caractérisation

Détermination du Température d'ébullition



Détermination des températures moyennes à partir du TBP et de l'ASTM



Appareillage de distillation TBP manuelle ASTM 2892.



Appareillage de distillation ASTM D86.

Résumé

Ce travail consiste à la détermination des propriétés physico –chimiques des fractions pétrolières par la méthode expérimentale et corrélative pour identifier et classer les composés pétrolières en fonction de ses propriétés qui sont : la densité, masse moléculaire, viscosité, point d'éclair, indice de réfraction et point d'aniline.

Abstract

This work is that of the determination of physical - chemical properties of oil fractions by the correlative and experimental method to identify and classify the oil compounds based on its properties that are: the density, mass Molecular, viscosity, flashpoint, index of refraction and an aniline point.

ملخص

هذا العمل يحدد الخصائص الفيزيوكيميائية للنفط ومشتقاته بالطريقة التجريبية والطريقة الارتباطية لتحديد وتصنيف مركبات النفط استناداً إلى خصائصه المتمثلة في الكثافة، الكتلة المولية، نقطة الوميض واللزوجة ومؤشر الانكسار ونقطة النيليين